

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Обоснование выбора режима заземления нейтрали распределительных кабельных сетей 6-35 кВ при реконструкции и организация защиты от однофазных замыканий на землю

УДК 621.315.23: 621.318.5 – 047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4К	Шуматова Ирина Владимировна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭПП	Кабышев А.В.	д.ф.-м.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Бородин Ю.В.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Завьялов В.М.	д.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Содержание

Введение	10
I. Основная часть	13
1. Общие сведения о городских электрических сетях и потребителях электроэнергии	13
1.1 Глубокий ввод крупных городов	13
1.2 Кабельные электрические сети напряжением 6-35 кВ	15
1.2.1 Основные группы потребителей электроэнергии	16
1.2.2. Схемы построения городских электрических сетей	20
1.2.3. Кабельные изделия для электроустановок систем электроснабжения, виды повреждений	25
1.3 Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ	30
1.4 Защиты кабельных сетей 6(10) кВ и 0,4 кВ: прошлое и настоящее	36
2. Техничко – экономическое сравнение существующей схемы электроснабжения и схемы, полученной при ее реконструкции	38
2.1 Расчет схемы до реконструкции	41
2.2 Расчет схемы после реконструкции	46
3. Техничко-экономическое обоснование выбора заземления нейтрали при реконструкции действующей пс 35/10 кв г. Томска	54
3.1 Заземленная нейтраль с помощью дугогасящего реактора	55
3.2 Заземленная нейтраль с помощью низкоомного резистора	56
3.3 Комбинированное заземление нейтрали	63
3.4 Экономический расчет вариантов схемных решений	68
3.5 Релейная защита от замыканий на землю	71
II. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	73

4. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения
 - 4.1 Потенциальные потребители результатов исследования
 - 4.2 SWOT – анализ
5. Планирование этапов и выполнения работ проводимого научного исследования
 - 5.1 Структура работ в рамках научного исследования
 - 5.2 Определение трудоемкости выполнения работ
 - 5.3 разработка графика проведения научного исследования
6. Расчет бюджета для научно-технического исследования
 - 6.1 Расчет материальных затрат НТИ
 - 6.2 Основная заработная плата исполнителей темы
 - 6.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы
 - 6.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)
 - 6.5 Накладные расходы
 - 6.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта
7. Определение целесообразности и эффективности научного исследования
 - 7.1 Анализ и оценка научно-технического уровня проекта
 - 7.2 Оценка важности рисков

Вывод

III. Социальная ответственность

8. Социальная ответственность на диспетчерском пункте районных электросетей (РЭС) оперативно-выездной бригады (ОВД)
 - 8.1 Производственная безопасность
 - 8.1.1 Анализ физико-химических факторов производственной среды
 - 8.1.2 Производственная санитария (микроклимат)
 - 8.1.3 Защита от шума и электромагнитного излучения

8.1.4 Освещение

8.2 Анализ опасных факторов производственной среды

8.2.1 Анализ опасности поражения электрическим током

8.2.2 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

8.2.3 пожарная безопасность

9. Экологическая безопасность

10. Защита в чрезвычайных ситуациях

11. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Вывод

Заключение

Список используемых источников

Приложение А

Обозначения и сокращения

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭП – электроприемник;

ВЛ – воздушная линия;

КЛ – кабельная линия;

БПИ – бумажно-пропитанная изоляция;

СПЭ – сшитый полиэтилен;

РУ – распределительное устройство;

РП – пункт распределительный;

КЗ – короткое замыкание;

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;

НН – низкое напряжение;

ВН – высокое напряжение;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ПГВ – подстанция глубокого ввода;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ГО – гражданская оборона;

УПС – укрупненные показатели стоимости;

АСУ – автоматизированная система управления;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НТИ – научно-техническое исследование;

РЭС – районные электрические сети;

ОВД – оперативно-выездная бригада

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время аварийность городов является вопросом весьма актуальным, поскольку в других сферах электроэнергетики показатель аварийности ниже. Это может быть связано с огромным количеством факторов, таких как степень сосредоточения населения на стесненной территории. При большой концентрации людей в городах, качество их жизни напрямую зависит от надежности системы электроснабжения. Так аварийные ситуации в системах электроснабжения парализуют нормальную жизнедеятельность города в целом.

Вследствие этого, важной задачей является повышение надежности работы электрических распределительных сетей 6 – 35кВ, так как это непосредственно влияет на увеличение надежности электроснабжения городских потребителей.

Способ заземления нейтрали представляется исключительно важной проблемой распределительных сетей 6 – 35 кВ. Данную проблему необходимо решать индивидуально, беря во внимание особенности конкретной схемы электроснабжения. Преимущества от того или иного способа заземления нейтрали связаны с требованиями производственного процесса, из которых можно выделить два основных: это надежность системы электроснабжения и стоимость создания необходимой надежности. Анализ факторов, которые должны быть учтены, не всегда должен производиться только с позиции стоимости. Поэтому наилучшее решение при выборе способа заземления нейтрали — одна из самых трудных задач проектирования системы электроснабжения.

Повышение надежности электроснабжения связано также с однофазными замыканиями на землю (ОЗЗ), а точнее с их уменьшением. Главная причина аварий, которые связаны с ОЗЗ являются переходы ОЗЗ в междуфазные короткие замыкания. Стоит отметить, что выбор режима заземления нейтрали позволяет определить принципы построения защиты от

ОЗЗ и способы ее действия (на сигнал или на отключение). Замыкание на землю сопровождается дугой. Протекание тока дуги негативно сказывается на изоляции оборудования, происходит ее износ и значительно сокращается срок службы. Ввиду того, что в рассматриваемой схеме электроснабжения применяются кабели с достаточным сроком эксплуатации, следует говорить о целесообразности замены кабелей, которые повысят надежность электроснабжения.

Цель работы — технико-экономическое обоснование замены существующих трехфазных кабелей с БПИ на однофазные кабели с СПЭ изоляцией; анализ достоинств и недостатков различных систем заземления нейтрали сетей 10 кВ для конкретной схемы электроснабжения, а также выбор оборудования для заземления нейтрали, технико-экономическое сравнение рассматриваемых режимов заземления, выбор наиболее эффективного; выбор устройств релейной защиты и рассмотрение схемы ее работы при однофазных замыканиях на землю при комбинированном заземлении нейтрали.

Методы исследования. Фундаментальные положения теоретических основ электротехники, классические методы теории процессов дуговых замыканий на землю, метод расчета электрических цепей, экспертных оценок.

Объектом исследования является городская распределительная сеть 10 кВ, расположенная в г.Томске.

Предмет исследования – распределительная электрическая сеть от 6 до 35 кВ общего назначения.

Актуальность темы. Состояние нейтрали обуславливает всю техническую и организационную структуру сетей. К нему приспособлены режимы работы и конфигурация сети, изоляция оборудования и защита от перенапряжений, заземляющие устройства, релейная защита и др. В России подавляющее большинство распределительных сетей 6(10) кВ работают с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока замыкания

на землю, в которых в связи с повышением требований к надежности и бесперебойности работы оказывается весьма актуальной проблема борьбы с дуговыми замыканиями на землю, с перенапряжениями, обусловленными смещением нейтрали. В этих сетях также вероятны феррорезонансные перенапряжения, возникающие при самопроизвольных смещениях нейтрали и всякого рода неполнофазных режимах питания.

I. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ И ПОТРЕБИТЕЛЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.1 Глубокий ввод крупных городов

Рост электропотребления в крупных городах характеризуется повышением электрических нагрузок всех его объектов. В связи с этим снабжение все новых присоединяемых потребителей нуждается в строительстве новых источников питания электроэнергией. Так как сооружение электростанций и большинства линий электропередачи 6-35 кВ непосредственно в городской черте представляется практически невыполняемым, стоит говорить о важности источников питания в виде глубоких вводов высокого напряжения. **Глубокий ввод** - система электроснабжения потребителя от электрической сети высшего класса напряжения, характеризуемая наименьшим числом ступеней трансформации, включающая питающие линии и понижающую подстанцию, обеспечивающую передачу значительной мощности вглубь территории крупного города или крупного промышленного предприятия [1].

Возведение глубоких вводов высокого напряжения на сегодняшний день считается принципиально важной и многообещающей задачей для проектировщиков, главной целью которых является развитие систем электроснабжения крупных городов. Следует отметить преимущества использования подстанций глубоких вводов (ПГВ):

- размещение ПГВ в крупных узлах потребления электроэнергии;
- исключение из схемных решений промежуточных подстанций ввиду того, что их функции реализуют распределительные устройства (РУ) вторичного напряжения ПГВ;
- применение упрощённых схем первичной коммутации ПГВ;
- уменьшение протяжённости распределительных сетей 6-35 кВ, откуда вытекает, сокращение потерь мощности и напряжения в

данных сетях, уменьшение в разы числа используемой коммутационной и защитной аппаратуры;

- снижение ёмкостных токов в распределительных сетях 6-35 кВ; что допускает во многих случаях не использовать устройства компенсации ёмкостных токов;
- выполнение питания одинаковых групп электроприёмников с нелинейными, резкопеременными, ударными нагрузками отдельными линиями непосредственно от ПГВ, что дает значительное уменьшение влияния данных нагрузок на систему электроснабжения и повышает качество электрической энергии;
- повышение надежности системы электроснабжения и сокращение капитальных затрат и эксплуатационных издержек на проектирование и эксплуатацию системы электроснабжения.

Стоит отметить, что в черте города могут применяться только закрытые подстанции глубокого ввода (закрытое распределительное устройство и закрытая установка трансформаторов). ПГВ соединяются с опорными подстанциями кабельными линиями, что отвечает требованиям по охране окружающей среды, а также соответствует требованиям по строительству (сохранение близлежащих сооружений в целостности и без каких-либо видимых внешних и внутренних изменений и сохранение ландшафта).

Глубокий ввод подразумевает применение двух трансформаторов. Допускается использование одного трансформатора на подстанции, если есть возможность обеспечения необходимой надежности категории электроснабжения потребителей.

Принципиальные схемы глубоких вводов подстанций показаны на рисунке 1. Радиальная схема глубокого ввода (рис. 1, а) рассчитана на применение упрощенных схем первичной коммутации. Магистральная схема питания ПГВ (рис. 1, б) нуждается в установке на ПГВ коммутационных аппаратов, которые позволяют отключать трансформатор

при каких-либо его повреждениях. Магистральная схема с питанием трансформатора Т 3 подстанции ПС 2 от подстанции ПС 1 (рис. 1, в) включает в себя два выключателя на подстанции ПС 1, что позволяют подключать Т 3 к одной из двух линий Л 1, Л 2.

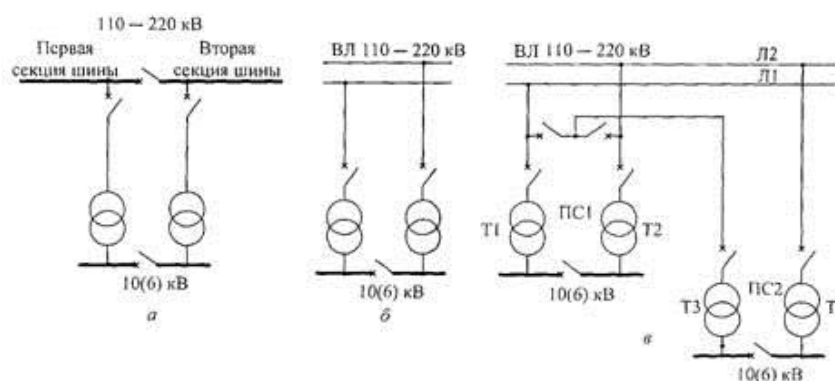


Рисунок 1 – Схемы глубокого ввода 110—220 кВ:

а — радиальная схема; б — магистральная схема; в — магистральная схема с питанием Т3 от ПС1

При использовании подстанций глубоких вводов повышаются общие затраты на построение сети 35—220 кВ, но вложения, затрачиваемые на построение сети 10(6) кВ намного уменьшаются, благодаря тому, что сокращается общая протяженность электросети, вследствие чего уменьшаются потери мощности и напряжения, снижается количество распределительных подстанций 10(6) кВ.

1.2 Кабельные электрические сети напряжением 6-35 кВ

На данный момент на смену воздушным линиям в сетях среднего и высокого напряжения приходят силовые кабели с усовершенствованной конструкцией, которые нашли обширное применение для передачи и распределения электроэнергии в крупных городах. Столь широкое использование кабельных линий объясняется весьма значительным уровнем потребления электроэнергии и существенной плотностью нагрузки в городах, где наблюдается нехватка площадей для возведения опор, а также

невыполнение электромагнитной совместимости из-за высокой степени застройки местности. Если рассматривать сети напряжением 6-35 кВ, то здесь наиболее распространенными считаются силовые однофазные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. У кабелей такого исполнения отмечают следующие преимущества: возможность прокладки на большие строительные длины, легкость монтажа, а также возможность исполнения кабеля с большими номинальными сечениями жилы, если таковые требуются.

1.2.1 Основные группы потребителей электроэнергии

Территория города по назначению подразделяется на следующие зоны:

- промышленную (для размещения производственных предприятий);
- коммунально-складскую (для размещения транспортных предприятий: автобаз, троллейбусных и трамвайных парков);
- внешнего транспорта (для размещения транспортных сооружений, вокзалов, портов, станций);
- селитебную (для размещения жилых районов, общественных зданий и сооружений, мест отдыха населения) [2].

Городские здания гражданского назначения требуют первоочередной застройки. Они являются объектами непроизводственной сферы народного хозяйства (все те здания и сооружения, необходимые для нормальной жизнедеятельности людей): жилые дома, торгово-развлекательные комплексы, школы, больницы, детские сады, клубы, гостиницы, организации общественного питания, предприятия бытового обслуживания и коммунального хозяйства и т.д.

В **селитебной зоне** потребители электроэнергии представляют собой жилые дома и общественно-коммунальные организации. Режим потребления электроэнергии жилых зданий и сооружений характеризуется бытом жизни городского населения. Электропотребление потребителей промышленной

зоны определяется особенностями технологического процесса, происходящего на данных предприятиях.

Создание суточных, сезонных, годовых графиков нагрузки необходимо для оценки электропотребления во времени. Для многих потребителей электроэнергии график нагрузки характеризуется значительной неравномерностью, что можно объяснить влиянием осветительной нагрузки. Примем, к примеру, что продолжительность дня и ночи в течение года меняется по синусоидальному закону. Тогда осветительная нагрузка будет влиять на изменение суточной неравномерности графика нагрузки также в виде кривой, напоминающей синусоиду.

В ходе проектирования и эксплуатации электросетей во многих расчетах используется целый ряд типовых графиков нагрузок, которые получаются на основании опыта работы многих действующих объектов и элементов электросети.

Современные потребители электроэнергии селитебной зоны характеризуются значительным числом электроприемников (ЭП), которые обладают сравнительно существенной номинальной мощностью. К примеру, установленные мощности ЭП оцениваются следующим образом:

- квартиры с газовыми плитами 21,4 кВт,
- квартиры с электроплитами 32,6—39,6 кВт,
- коттеджи с электроплитами 47,9 кВт.

Установленная мощность ЭП в жилых и общественных зданиях (в зависимости от типа, назначения и количества этажей) составляют от 100—200 кВт до единиц мегаватт [3].

К основным видам современных ЭП зданий селитебной зоны относятся: приборы электрического освещения (лампы накаливания), нагревательные приборы (газовые и электроплиты, обогреватели), всевозможные электронные приборы (бытовая техника). Самыми высокими коэффициентами мощности обладают лампы накаливания в осветительных

установках и нагревательные элементы в ЭП на вводах в здания (0,9—0,95) в часы суточного максимума нагрузок.

В основном все электроприемники, входящие в состав данной территории города, относятся ко второй категории по надежности электроснабжения, так как допускаются перерывы электропитания на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала в распределительных сетях 6-10 кВ [п. 1.2.20, 4]. Вместе с тем лифтовые и пожарные установки жилых зданий в 17 этажей и более, крупные учебные и зрелищные заведения, как и особо ответственные административные здания, теплофикационные и водопроводные пункты, должны обеспечиваться автоматическим вводом резервного питания (АВР) в течение 1,5 – 2 с [3].

Примеры суточных графиков активных нагрузок для разных потребителей электроэнергии жилой части города представлены на рис. 2.

В настоящее время плотность электрических нагрузок жилой части городов, приведенные к шинам трансформаторных подстанций (ТП) 6 – 10 кВ, обусловлены наличием среднего количества этажей жилых зданий и лежит в пределах от 5 до 50 МВт/км². Соответствующие продолжительности использования наибольших нагрузок 4500—5000 ч/год [3].

Электроснабжение электрифицированного транспорта. Городской и промышленный виды электрического транспорта (трамвай, троллейбус, метрополитен) на постоянном токе запитываются от выпрямительных подстанций, а междугородний электротранспорт от и понижающих подстанций (ПС) на переменном токе, которые в свою очередь получают электроэнергию от сетей электроэнергетической системы. Соответственно подстанции городского электрического транспорта размещаются в черте города и представляют собой потребителей электроэнергии городских сетей. Понижающие ПС междугороднего электротранспорта, которые запитываются напрямую от электрических сетей энергосистемы, большей

частью располагаются в черте города или неподалеку от него. Эти подстанции подключаются к шинам 35 – 220 кВ.

Плотность электрических нагрузок подстанций, питающих электротранспорт, составляет 15 – 50 МВт в зависимости от загруженности и количества перевозок и номинальных напряжений питающих сетей энергосистемы. При рассмотрении аналогичных нагрузок ПС трамваев, питающихся при напряжениях 6 – 10 кВ, их значения будут находиться в пределах 0,5 – 2,5 МВт. Зависимость коэффициента мощности, потребляемой тяговыми подстанциями, от режимов нагрузки следующая: в периоды наибольших нагрузок это 0,9 – 0,95, но при небольших нагрузках коэффициент снижается до 0,5 – 0,6. Продолжительность часов использования наибольших нагрузок городского электротранспорта составляют примерно 5000 – 5500 ч/год [3]; значение этого технического показателя для междугороднего транспорта несколько отличается от показателей нагрузок городского транспорта в большую сторону.

Весь электротранспорт относится к первой категории электроснабжения, так как требует высокой надежности и непрерывности электроснабжения.

На современном этапе развития городского и междугороднего транспорта наблюдается значительное влияние системы электроснабжения электрического транспорта на показатели качества электроэнергии в распределительных сетях 6 – 10 кВ. Это обстоятельство объясняется:

- применением различных выпрямителей тока, которые приводят к несинусоидальности напряжения;
- несимметрией напряжения при применении электроэнергии в качестве тяги на транспорте на однофазном переменном токе (27,5 кВ);
- колебаниями напряжения в сетях 6 – 10 кВ, связанные с пусковыми токами двигателей электротранспорта.

Суточный график активных нагрузок подстанции городского электротранспорта представлен на рисунке 2.

Приемники электроэнергии, описанные выше, по большей мере располагаются в городской зоне и на близлежащей пригородной территории. Соответственно, чаще всего питание таких приемников происходит от от ПС 35 – 220 кВ единой энергосистемы. В зависимости от преобладания промышленных потребителей или ПЭ жилых и административных районов утренний максимум нагрузок может быть больше или меньше вечернего максимума на 10 – 15 % [3].

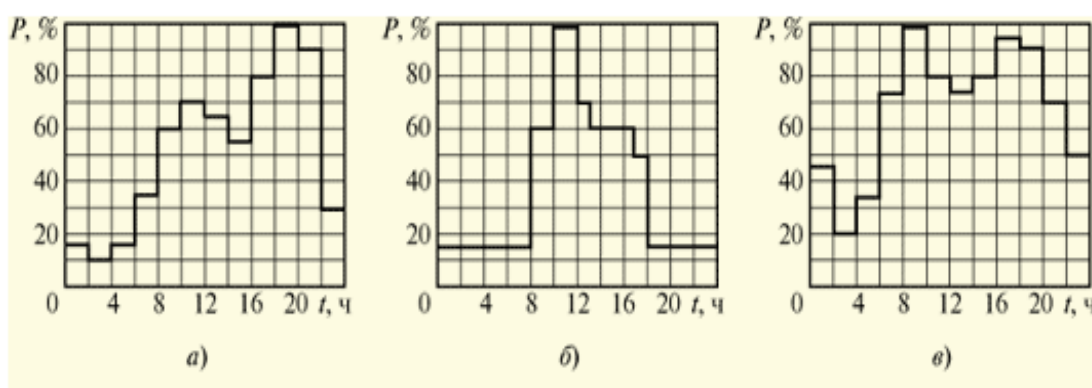


Рисунок 2 – Суточные графики активных нагрузок потребителей электроэнергии: а – жилое здание с кухонными электрическими плитами; б – школа (одна смена); в – городской электрический транспорт

1.2.2. Схемы построения городских электрических сетей

Когда говорят о надежности системы электроснабжения, подразумевают способность системы электроснабжения работать в нормальном режиме и предоставлять потребителям бесперебойное питание энергией при установленном напряжении. Бесперебойное питание в значительной степени обусловлено в первую очередь выбранной схемой электроснабжения, по которой осуществляется питание потребителей, степени резервирования тех потребителей, которые того требуют, и от надежной работы некоторых составляющих системы электроснабжения (например, таких как: трансформаторы, воздушные и кабельные линии, электродвигатели и др.).

Стоит отметить, что отдельные виды электроприемников требуют разную степень надежности. Так для части электроприемников некоторых групп потребителей перерыв в электроснабжении недопустим ни при каких условиях, так как повлечет за собой тяжелые последствия, но есть электроприемники, которые могут работать с перерывами электроснабжения без каких-либо серьезных осложнений.

Возвращаясь к вопросу о коммунально-бытовых потребителях, нужно сказать о том, что к данному классу потребителей принадлежат отдельные электроприемники, а также их группы – совокупность электроприемников, которые объединены одними и теми же требованиями к надежности электроснабжения. Иногда, говоря о потребителях в общем и целом, имеется в виду группа электроприемников. Требования к надежности электроснабжения самостоятельных электроприемников первой категории должны рассматриваться отдельно от остальных электроприемников, которые относятся к другим категориям надежности.

Определение требований надежности электроснабжения производится по вводно-распределительному устройству отдельного электроприемника или вводно-распределительному устройству группы электроприемников, как было сказано выше – потребителю. При проектировании городских распределительных сетей необходимо учитывать тот фактор, что городские потребители не содержат электроприемников, относящихся к особой группе электроприемников первой категории (согласно [4]).

Конструирование городских распределительных сетей непосредственно зависит от характерных особенностей данного города (количество жителей, возраст города, занимаемая площадь, темпы экономического и социального развития и т.д). Несмотря на это, представляется возможным объединить имеющиеся схемы городских сетей в три большие группы. Данные группы отвечают требованиям по надежности электроснабжения: радиальная, магистральная и смешанная.

При электроснабжении по радиальной схеме кабельные или воздушные линии, от которых запитываются потребители, не имеют распределения электроэнергии по их длине. Данная схема изображена на рисунке 3, а. Кабельные или воздушные линии в таких схемах называются соответственно радиальными. Линии W1—W4, показанные на рисунке 3, а — радиальные. По линиям W1 и W2 (рисунок 3, а) происходит питание потребителя П1. При таком питании схема будет называться радиальной резервированной.

При электроснабжении по магистральной схеме кабельные или воздушные линии, от которых запитываются потребители, имеют распределение электроэнергии по их длине. Данная схема изображена на рисунке 3, б. Кабельные или воздушные линии в таких схемах называются соответственно магистральными. Для устранения повреждений и ограничения числа отключений при магистральном исполнении схемы, необходимо на отходящих от трансформаторных подстанций линиях применять силовые выключатели с защитами.

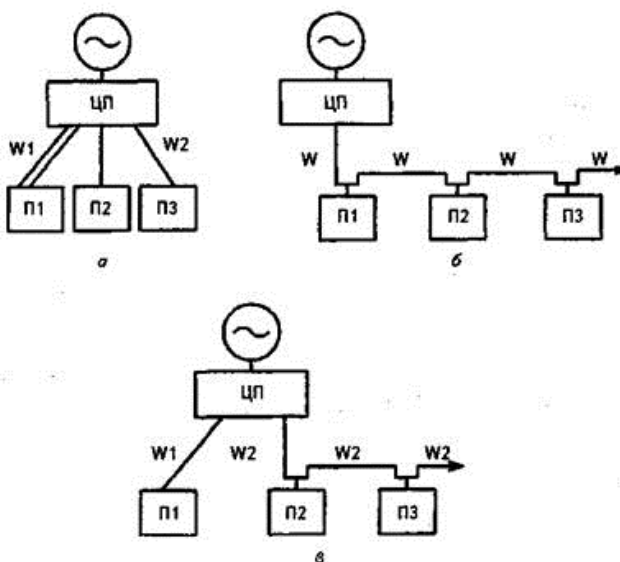


Рисунок 3 — Схемы электроснабжения: а— радиальная; б— магистральная; в— смешанная

При смешанном исполнении схемы электроснабжение потребителей происходит как радиальными, так и магистральными воздушными или кабельными линиями. На рисунке 3, в изображена смешанная схема электроснабжения, где линия W1 – радиальная, W2 – магистральная.

Радиальные схемы подразделяются на одноступенчатые и двухступенчатые.

В одноступенчатой схеме потребители напрямую запитываются от центрального пункта.

В двухступенчатой схеме между центральным пунктом и потребителями существуют добавочные элементы – распределительные пункты. На рисунке 4 показана радиальная схема электроснабжения, по которой: потребители П1 и П2 запитываются по одноступенчатой, а П3, П4, П5 — по двухступенчатой схеме через дополнительно установленные распределительные пункты.

Из достоинств радиальных схем необходимо отметить наиболее важные:

- простота схемного исполнения;
- При аварийном отключении радиальной линии отключение остальных потребителей не происходит, они продолжают работать в обычном режиме.

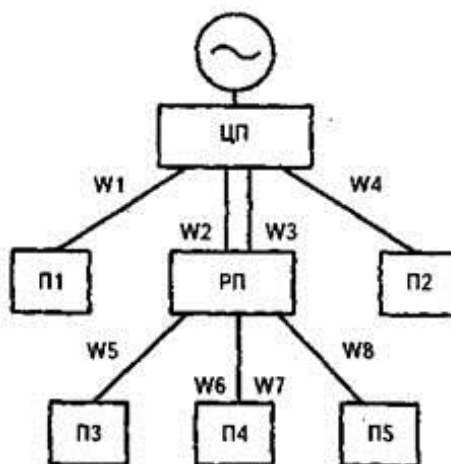


Рисунок 4 – Двухступенчатая радиальная схема

Недостатки:

- Высокая стоимость системы электроснабжения, ввиду того что при конструировании данной схемы требуется большой объем материала для сооружения линий, а также для их защиты;
- при одиночном исполнении радиальной схемы надежность электроснабжения очень мала.

Магистральные линии проектируются либо с односторонним, либо с двухсторонним питанием. Петлевой схемой электроснабжения принято называть магистральную линию, по которой осуществляется двухстороннее питание. Соответственно, отходящие линии называют петлевыми.

Магистральные схемы могут иметь вспомогательные резервные линии. Необходимость резервирования диктуется категориями электроприемников, поэтому магистрали разделяют по степени резервирования: его отсутствие, с неполное и полное резервирование. Так, например, для питания электроприемников третьей категории может быть использована магистральная линия без резервирования, при условии, что перерыв электроснабжения для отыскания места повреждения, дальнейшего его отключения и восстановления поврежденного участка требуется не более 24 часов. Если данное условие не выполняется, то необходимо применять резервирование. Также для электроприемников третьей категории может применяться магистральная схема с двухсторонним питанием. К указанной категории в городской распределительной сети относятся потребители с суммарной нагрузкой не выше 400 кВА [5].

К достоинствам сетей с магистральным схемным исполнением следует отнести:

- нагрузка линий осуществляется в большей степени, чем в сетях с другим схемным исполнением, так как к линии подключается не одна, а сразу несколько трансформаторных подстанций;

- меньший расход электротехнического материала и оборудования для построения данной схемы.

К недостаткам можно отнести:

- создание трудностей при отыскании места повреждения линии;
- Низкая надежность электроснабжения по сравнению с радиальной схемой.

Проанализировав вышеперечисленные способы исполнения схем электроснабжения потребителей, можно сказать о следующем:

- Наиболее простыми, но с невысокой надежностью являются сети, которые осуществляются по радиальной схеме без резервирования и с одиночными магистралями (характерны для потребителей, относящихся к третьей категории).
- Двухлучевые магистральные схемы подходят ко второй категории надежности электроснабжения.
- Электроснабжение потребителей первой категории необходимо осуществлять с помощью радиальных схем с резервированием. При любом схемном исполнении для приемников первой категории должен использоваться автоматический ввод резерва (АВР).

1.2.3. Кабельные изделия для электроустановок систем электроснабжения, виды повреждений

Электрическим кабелем называется кабельное изделие, содержащее одну или более изолированных жил (проводников), заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров, в который может входить броня, и пригодное, в частности, для прокладки в земле и под водой [6].

Защитная оболочка кабеля должна удовлетворять следующим условиям: ее исполнение должно быть устойчивым к механическим повреждениям, а также быть электрически прочной.

Кабели с бумажно-масляной изоляцией. Силовые электрические кабели с бумажно-масляной изоляцией (БМИ) на напряжение 6 – 35 кВ имеют трехжильное исполнение. Жилы кабеля изготавливаются алюминиевыми или медными в большинстве случаев круглой формы. Состав БМИ включает в себя кабельную бумагу в виде лент толщиной 0,08; 0,12 и 0,17 мм, которые пропитываются масляным составом и обматываются вокруг жилы. Также данные кабели содержат металлическую оболочку, которая не только предотвращает механические повреждения изоляции, но и не позволяет проникать влаге внутрь кабеля.

Кабель напряжением 6 – 35 кВ в поперечном разрезе изображен на рисунке 5, а. На рисунке 5, б изображен его общий вид.

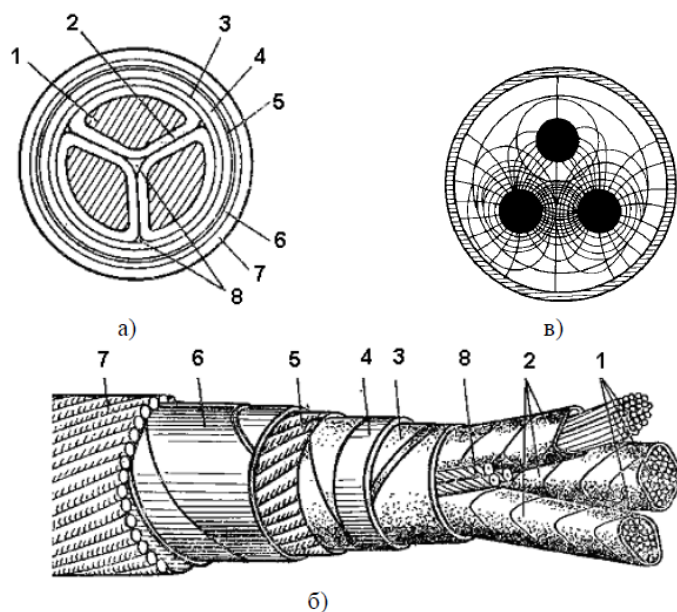


Рисунок 5 – Конструкция кабеля: 1 – Токопроводящие жилы, 2 – фазная изоляция, 3 – общая изоляция, 4 – герметичная оболочка, 5 – защитная подушка, 6 – броня, 7 – защитный покров, 8 – бумажно-джутовые заполнители

Наличие вспомогательной общей изоляции необходимо для создания второго слоя изоляции между жилой и землей, которое рассчитано на линейное напряжение, при однофазном замыкании на землю.

На рисунке 5, в представлено электрическое поле кабеля. Как видно из рисунка, поле не однородно, что связано с наличием металлической оболочки. Также, глядя на рисунок, можно сделать вывод о том, что электрическая прочность изоляции в вертикальной плоскости намного меньше, чем в горизонтальной. Следовательно, при больших значениях напряжения (например, 35 кВ) утолщение изоляции будет экономически нецелесообразно, так как электрическое поле неоднородно.

Для кабелей с БМИ существует один главный недостаток: при прокладке кабеля существует вероятность вытекания изоляционного масла (механические повреждения), которое может привести к снижению изоляционных свойств кабеля и к дальнейшему его старению.

Кабели с резиновой изоляцией. Данные кабели применяются там, где при прокладке требуется высокая степень эластичности кабеля, то есть существует возможность изогнуть кабель без каких-либо механических повреждений. Это, к примеру, различные трубы, шахты и т.д. На рисунке 6 представлен кабель с резиновой изоляцией в разрезе. Токопроводящие жилы изготавливают из меди или алюминия сечением до 500 мм². Изоляция выполнена из резины; основную изоляцию покрывают свинцовой оболочкой или шланговым поливинилхлоридом.

Крайне редкое использование кабелей с резиновой изоляцией связано с тем, что они уступают по своим электротехническим свойствам кабелям с другими видами изоляции. Также стоит отметить, что изоляция данного кабеля со временем теряет свою гибкость электрическую прочность из-за изнашивания резины. Как известно, каучук, который является основным компонентом резины, имеет свойство разрушаться под воздействием различных эксплуатационных факторов, таких как высокая температура, наличие, кислорода, и др. Это свойство не позволяет на данном этапе

развития производить кабели с резиновой изоляцией на большие напряжения. Так, максимально возможные рабочие напряжения данных кабелей не превышают 35 кВ.

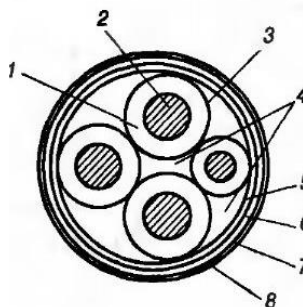


Рисунок 6 – Кабель с резиновой изоляцией:

1 — токоведущая жила; 2 — изоляция; 3 — слой прорезиненной ленты; 4 —
заполнение; 5 — слой прорезиненной ленты; 6 — мягкая прослойка; 7—
броня; 8— защитный покров

Все чаще производители кабелей высокого напряжения с резиновой изоляцией применяют полупроводящие металлические экраны. Также в настоящее время для производства данных кабелей используются резины на основе этиленпропиленового каучука, которые зарекомендовали себя как наиболее перспективные резины для высоковольтных кабелей.

Многие считают, что кабели с резиновой изоляцией не относятся к числу силовых кабелей и пригодны только для стационарной прокладки, но все же существует группа эластичных кабелей, которая используется в распределительных электрических сетях.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Кабели из сшитого полиэтилена могут исполняться как трехжильными, так и одножильными. В большинстве случаев кабели с СПЭ изоляцией на высокое напряжение изготавливаются одножильными. На рисунке 7 изображен внешний вид одножильного кабеля.

Трехжильные кабели в отличие от одножильных содержат между фазами полиэтиленовый наполнитель или наполнитель из поливинилхлорида (ПВХ).

Преимущество одножильного кабеля с СПЭ изоляцией над трехжильным кабелем с таким же видом изоляции очевидно, так как при использовании одножильного кабеля в разы снижается число междупазных коротких замыканий, тем самым повышается надежность электроснабжения. Одновременное повреждение изоляции двух не соприкасающихся, изолированных друг от друга одножильных кабелей практически сводится к нулю.

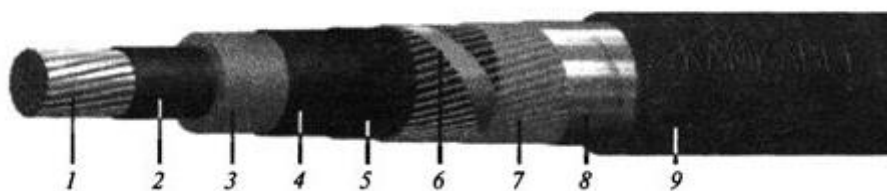


Рисунок 7 – Внешний вид одножильного СПЭ-кабеля:

1 – токопроводящая жила, 2 – экран по жиле из сшитого полиэтилена, 3 – изоляция из сшитого полиэтилена, 4 – экран по изоляции из сшитого полиэтилена, 5 – разделительный слой из полупроводящей ленты, 6 – экран из медных проволок, скрепленных медной лентой, 7 – разделительный слой из двух лент крепированной бумаги, 8 – разделительный слой из алюмополиэтиленовой ленты, 9 – оболочка из полиэтилена, ПВХ-пластиката

Если же говорить об однофазных замыканиях на землю, то происходят они намного реже при использовании однофазных кабелей с СПЭ изоляцией, нежели трехфазных кабелей с БПИ. Объяснить это можно различием конструкции одножильных кабелей по сравнению с конструкцией трехжильных, а также лучшими свойствами СПЭ изоляции.

Ввиду отличия конструкций одножильных СПЭ-кабелей, делается возможным изготавливать сечения токоведущих жил кабелей, достигающего до значения 800 мм. По этой причине одножильные кабели с СПЭ изоляцией могут заменять токопроводы, которые используются на предприятиях с большим объемом потребления электроэнергии.

Электромагнитная совместимость СПЭ кабеля с внешними цепями возможна благодаря внутренним и внешним экранам. Обеспечение симметрии электрического поля, создаваемое вокруг жилы кабеля и влияющее на свойства изоляции, также достигается путем создания экранов.

При монтаже и эксплуатации “внутренности” кабеля подвергаются механическим повреждениям, поэтому требуется наиболее надежная защита. Эту функцию выполняет наружная защитная оболочка, которая изготавливается в основном из полиэтилена или ПВХ пластика.

Из недостатков кабелей с СПЭ изоляцией необходимо выделить недостаточную термическую стойкость к перегрузкам по току и неимение эффекта “самозалечивания”.

1.3 Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ

При проектировании новых и реконструкции морально устаревших, а также требующих замены старого оборудования электросетей особое внимание должно уделяться вопросу способа заземления нейтрали распределительных сетей 6 – 35 кВ. Решение о выборе заземления нейтрали должно быть принято на основе рассмотрения индивидуальных особенностей конкретной схемы электроснабжения, поскольку оно определяет:

1. в случае однофазного замыкания значение тока в поврежденном месте и напряжения на оставшихся неповрежденными фазах;
2. построение релейной защиты при однофазных замыканиях на землю;
3. критерии выбора ограничителей перенапряжения (ОПН);
4. безотказность электроснабжения;
5. значение сопротивления контура заземления;
6. условия безопасности персонала при однофазных замыканиях на землю

Существует четыре вида заземления нейтрали:

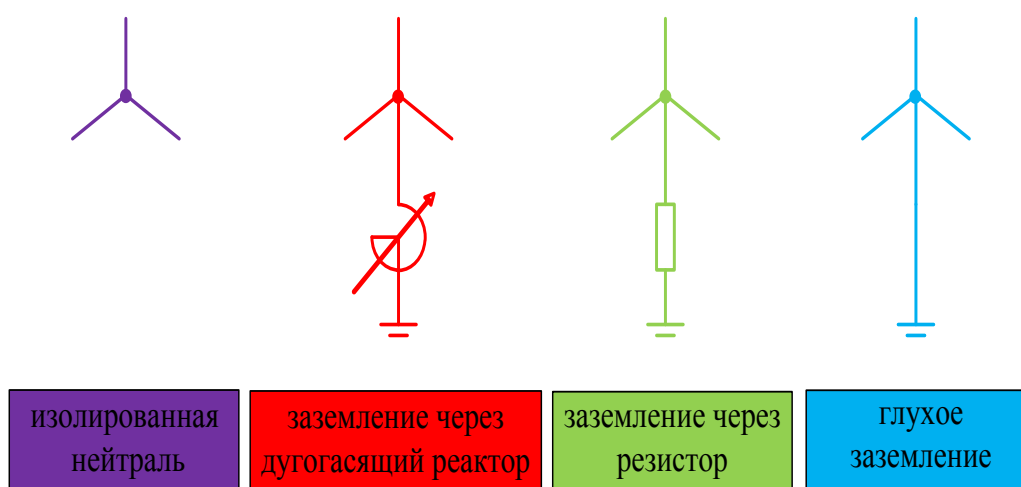


Рисунок 8 – Виды заземления нейтрали

По правилам устройства электроустановок (ПУЭ) сейчас в российских сетях напряжением 6-35 кВ допускаются к использованию только три режима заземления нейтрали:

“...работа электрических сетей напряжением 3–35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор” [4] .

Режим изолированной нейтрали. Схема двухтрансформаторной подстанции с изолированной нейтралью изображена на рисунке 9.

Как видно из рисунка 9, нейтральной точки в сети 6-10 кВ физически нет, поскольку имеет место соединение в треугольник обмоток силовых трансформаторов 6-10 кВ. Если рассматривать сети 35 кВ с изолированной нейтралью, то здесь нейтральная точка физически существует, поскольку, в большинстве случаев, имеет место соединение “звезда с нулем” обмоток силовых трансформаторов 35 кВ.

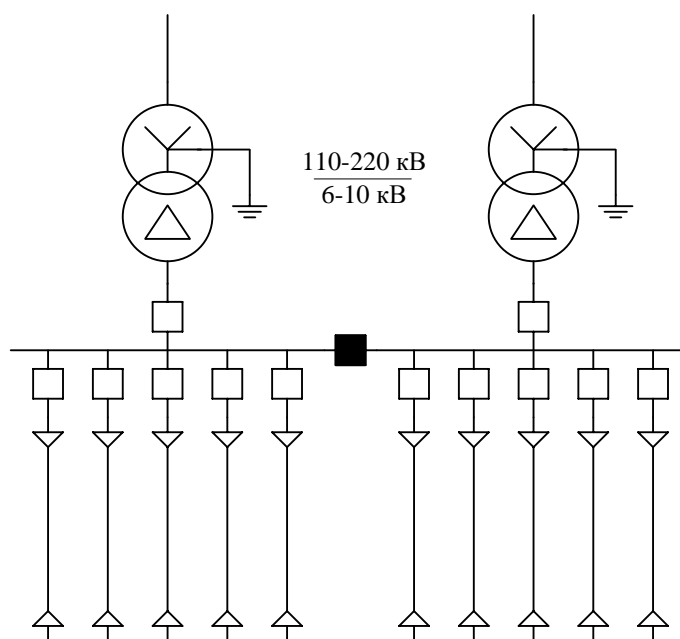


Рисунок 9 – Понижающая подстанция с изолированной нейтралью на стороне 6-10 кВ

Сети с изолированной нейтралью в сетях 6-35 кВ существуют достаточно давно, поэтому из опыта эксплуатации можно вынести следующие недостатки таких сетей при однофазных замыканиях на землю:

1. пробой изоляции и дуговое перенапряжение там, где первоначально был неповрежденный фидер;
2. возможность одновременного повреждения нескольких фидеров, то есть появление множественных повреждений изоляции;
3. частичная поломка, а затем выход из строя трансформаторов напряжения;
4. затрачивание времени для того, чтобы обнаружить место повреждения, отключая при этом фидеры по очередности;
5. неверная работа схем релейной защиты;
6. угроза поражения электрическим током персонала и посторонних лиц.

Режим изолированной нейтрали в сети 6-35 кВ через дугогасящий реактор (ДГР). Схема двухтрансформаторной подстанции, заземленной через дугогасящий реактор, с нейтральной точкой на стороне 6-10 кВ изображена на рисунке 10.

Для подключения реактора на секцию шин включается специальный трансформатор через отдельную ячейку. Данный трансформатор должен иметь соединение обмоток “звезда с нулем” или “зигзаг с нулем”.

При возникновении однофазного замыкания на землю в поврежденном месте дугогасящим реактором создается индуктивный ток, который совпадает со значением емкостного по модулю. В итоге сумма этих двух токовых составляющих стремится к нулю, поэтому не приходится сразу отключать появившееся в сети замыкание.

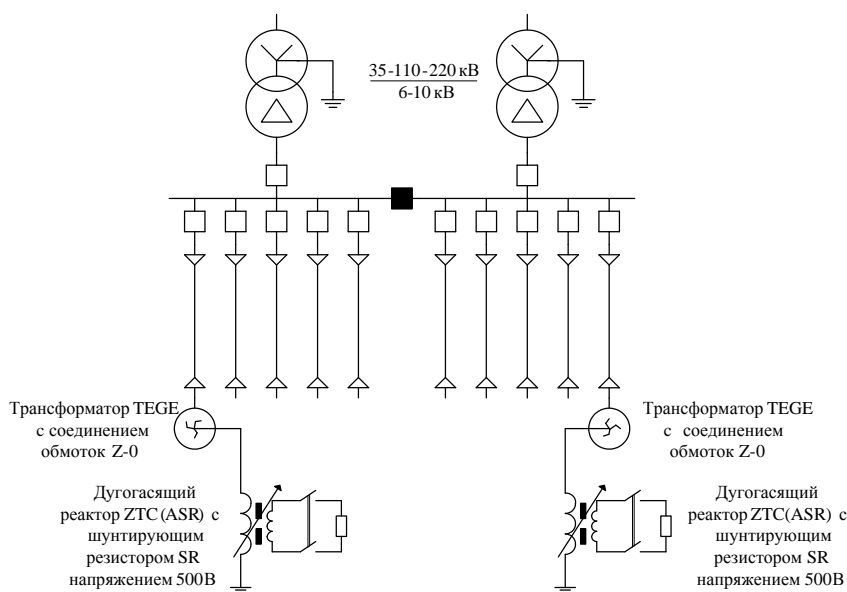


Рисунок 10 – Понижающая подстанция с нейтралью на стороне 6-10 кВ заземленной через дугогасящий реактор

Режим заземления нейтрали через резистор в сети 6-35 кВ. Схема двухтрансформаторной подстанции, заземленной через резистор, с нейтральной точкой на стороне 6-10 кВ изображена на рисунке 11.

Для подключения резистора на секцию шин включается специальный трансформатор с нейтральной точкой через отдельную ячейку. Данный трансформатор должен иметь соединение обмоток “звезда с нулем” или “зигзаг с нулем”.

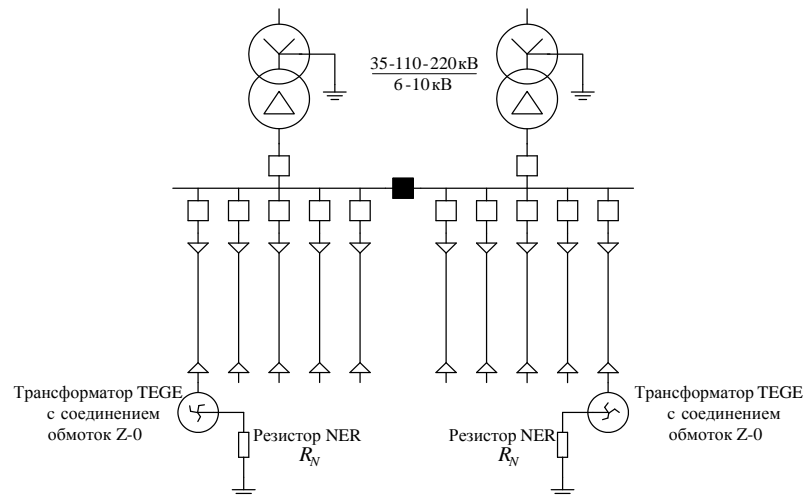


Рисунок 11 – Понижающая подстанция с нейтралью на стороне 6-10 кВ заземленной через резистор

Преимущества данного заземления нейтрали:

- не нужно отключать незамедлительно однофазное замыкание на землю;
- дуговые перенапряжения отсутствуют;
- несложно реализуется релейная защита;
- отсутствуют феррорезонансные процессы, и как следствие, исключаются повреждения измерительных трансформаторов напряжения;
- вероятность поражения персонала и посторонних лиц очень мала.

Недостатки заземления нейтрали через резистор (для низкоомных резисторов):

- повышение значения тока в поврежденном месте;
- необходимо быстро отключить поврежденное место.

Глухозаземленная нейтраль. Стоит отметить, что в России в сетях 6-35 кВ не находит применения. На рисунке 12, как пример, показана часть сети в США. На рисунке видно, что воздушная линия по всей длине имеет четвертый нулевой провод. Идейность такой сети состоит в том, что длина

низковольтных сетей должна быть максимально сокращена. Отдельный дом запитывается от понижающего трансформатора, который включен на фазное напряжение. Воздушная линия разбивается на участки специальными устройствами – реклоузерами. Предохранители защищают трансформаторы каждого частного потребителя. Отделители применяются для обеспечения отключения в бестоковую паузу.

Глухозаземленная нейтраль не находит применения в сетях, в которых имеются высоковольтные электродвигатели. Причиной тому являются токи, возникающие при однофазном замыкании на землю (составляют сотни ампер). Токи с такими значениями могут привести к выплавлению стали обмотки статора электродвигателя.

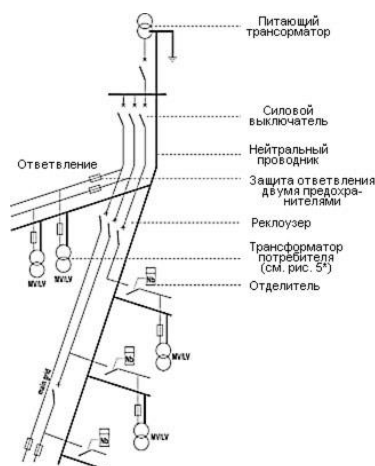


Рисунок 12 – Схема воздушной четырехпроводной распределительной сети 4-25 кВ

Делая вывод из вышеизложенного, необходимо сказать о том, что городские распределительные кабельные сети достаточно гармоничны с применением ДГР, но так как эти сети постоянно изменяют свою конфигурацию ввиду непрерывного роста городов, необходим широкий диапазон подстройки. Поэтому стоит рассматривать резистивное заземление нейтрали как общезначимый способ для данных сетей, что показывает мировой опыт его применения.

1.4 Защиты кабельных сетей 6(10) кВ и 0,4 кВ: прошлое и настоящее

Построение схемы релейной защиты городских кабельных распределительных сетей 6(10) кВ принято осуществлять максимальными токовыми защитами (МТЗ).

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей а также промышленных предприятий, расположенных в черте города, осуществляется городскими кабельными распределительными сетями. Параметры срабатывания максимальных токовых защит выбираются исходя из характера нагрузки.

МТЗ от междуфазных коротких замыканий является одним из самых распространенных типов релейной защиты. В то же время МТЗ – это самый древний ее вид: еще в 1901 году существовало индукционное дисковое реле [7]. С течением времени электромеханические реле сначала заменяются на статические аналоговые реле, потом, начиная с 80-х годов двадцатого века, заменяются микропроцессорными устройствами управления и защиты электроустановки. На данный момент существует огромный спектр реле для кабельных распределительных сетей напряжением 6(10) кВ, которые выпускаются как отечественными, так и зарубежными фирмами.

Обычно все токовые защиты от междуфазных КЗ имеют двух- или трехступенчатое исполнение. Конструкция первого аналогового реле подразумевала выполнение двухступенчатой защиты, имея при этом защиту первой ступени. Однако для того, чтобы выполнить трехступенчатую токовую защиту в трехфазной сети необходимо большое число аналоговых реле. Если же рассматривать цифровое реле, то здесь данная защита помещается в один модуль.

Независимая выдержка времени срабатывания есть у первой и второй ступени МТЗ, у третьей ступени может использоваться как независимая, так зависимая времятоковая характеристика срабатывания. Как правило, в сетях 6 (10) кВ первую ступень защиты (МТЗ-1) используют в качестве токовой

отсечки без выдержки времени (ТО), вторую ступень (МТЗ-2) используют как максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ), и третью ступень используют как защиту или сигнализацию при перегрузках [7].

Основным недостатком МТЗ можно назвать накапливание выдержек времени. Для того, чтобы избавиться от этого недостатка применяются цифровые устройства защиты, которые имеют селективную отстройку по времени $\Delta t = 0,2 - 0,3\text{с}$.

Иногда токовые защиты с обратнозависимыми от тока времятоковыми характеристиками позволяют существенно снизить время отключения КЗ. При прохождении КЗ через две соседние защиты, которые имеют разные токи срабатывания, у этих защит наблюдается различное время срабатывания, так как имеет место разная кратность тока в их измерительных органах.

На кабельных линиях 6 и 10 кВ со стороны источника питания может осуществляться релейная защита не только от междуфазных КЗ, но и от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

Чаще всего в трехфазных электросетях всех классов напряжения происходит именно этот вид повреждения.

В отечественных электрических сетях 6-35 кВ, которые работают в основном с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, токи однофазного замыкания на землю обычно достигают значений не выше 20-30 А. Именно с этим связано то, что в некоторых случаях есть необходимость быстрого автоматического отключения ОЗЗ, а в некоторых – незамедлительно начинать определять присоединение с ОЗЗ и потом отключать его.

Режим заземления нейтрали играет большую роль при выборе вида защиты от ОЗЗ в кабельных сетях 6 и 10 кВ. По этой причине очень важно рассмотреть применение того или иного режима заземления нейтрали и уже исходя из этого типа защит.

2. ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ

СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И СХЕМЫ, ПОЛУЧЕННОЙ ПРИ ЕЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

В имеющейся схеме электроснабжения (рис. 13) используются трехжильные кабели с бумажно-пропитанной изоляцией (БПИ).

В связи с частыми повреждениями кабель постоянно заменялся, что привело к усложнению (“многокусочности”) схемы сети и увеличению капитальных вложений. Кроме того, частые неполадки на кабельных линиях вынуждали содержать мощности для проведения земляных работ и ремонта, постоянно закупать технику, инструменты и материалы, отвлекая на это значительные ресурсы.

Исходя из этого в данной работе предлагается заменить существующие трехжильные кабельные линии с бумажно-пропитанной изоляцией разных марок на одножильный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) одной марки на участке схемы РУ-ТП 481-ТП 459-ТП 457-ТП-351. Данный участок выбран из соображения наибольшей протяженности линий от РУ до ТП. Данное решение позволит повысить надежность электропитания, оптимизировать схему сети, а также значительно снизить расходы на реконструкцию и содержание кабельных линий.

Для принятия решения по выбору схемы электроснабжения проведем технико-экономический расчет. В расчете будут сравниваться варианты действующей схемы и схемы с применением кабеля из СПЭ.

Основной целью технико-экономических расчетов является определение оптимального варианта схемы, параметров сети и ее элементов. Критерием оптимальности варианта служит уровень приведенных годовых затрат, который определяется по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + И \quad (1.1)$$

где K – капитальные вложения; $И$ – издержки производства; E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, обратная



величина срока окупаемости, принят 0,125 (для энергетики при времени окупаемости $T_n=8$ лет).

При расчетах используются укрупненные показатели стоимости (УПС) элементов системы электроснабжения (в данном случае – 1 км линии). В УПС не включен ряд статей расхода, и поэтому они не принимаются для определения реальной стоимости сооружения объекта.

Данные для расчетов берутся из одного справочного материала [8], в котором отражены базовые цены 1984 года. При использовании справочников 80-х годов переход к базовым ценам 1991 года осуществляется с помощью коэффициентов: для строительно-монтажных работ – 1,69; оборудования – 1,5; прочих затрат – 1,15. [9]. Для перехода от цен 1991 года к ценам 2016 года используется коэффициент-дефлятор 44,5 [10].

Стоимость реконструкции действующих объектов определяется с учетом затрат, связанных с их реализацией, по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{нов}} + K_{\text{дем}} - K_{\text{ост}} \quad (1.2)$$

где $K_{\text{нов}}$ – стоимость вновь устанавливаемого оборудования; $K_{\text{дем}}$ – стоимость демонтажа; $K_{\text{ост}}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало нормативный срок службы и пригодно для использования на других объектах. Для упрощения расчетов принимаем, что имеющиеся кабельные линии отработали нормативный срок и не могут использоваться на других объектах.

Ежегодные эксплуатационные расходы в системах электроснабжения определяют в основном следующими затратами:

- 1) На потери электроэнергии;
- 2) На содержание и текущий ремонт;
- 3) На амортизацию.

Таким образом, сравниваемые ежегодные эксплуатационные издержки C_3 рассматриваемых вариантов определяются по выражению:

$$C_3 = C_{\text{пот}} + C_p + C_a \quad (1.3)$$

Амортизационные отчисления составляют 4,3% от капитальных вложений для кабельных линий с алюминиевой оболочкой до 10кВ и 5,3% с пластмассовой изоляцией, проложенных в земле, от капитальных вложений; издержки на обслуживание и ремонт составляют 2,3% от капитальных вложений для кабельных линий до 10 кВ с алюминиевой оболочкой, проложенных в земле [11].

Стоимость потерь энергии в кабелях:

$$C_{\text{пот}} = n \cdot L \cdot \Delta P_{\text{уд}} \cdot k_{\text{загр}}^2 \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}}, \quad (1.4)$$

$\Delta P_{\text{уд}}$, В – удельные потери в линии при номинальной нагрузке;

$$\Delta P_{\text{уд}} = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (1.5)$$

где R, Ом – сопротивление линии с маркой кабеля, принимаемой в расчетах;

$$k_{\text{загр}} = \frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{дон}}} - \text{коэффициент загрузки линии};$$

$\Delta C_{\text{э}}$ – стоимость 1 кВтч электрической энергии, руб/кВтч; (0,04руб/кВтч [8]).

τ_{max} – время максимальных потерь, $\tau_{\text{max}} = 5000$ часов для крупных городов [12].

2.1 Расчет схемы до реконструкции

Произведем проверку уже имеющихся кабелей по допустимой нагрузке, допустимой перегрузке, потере напряжения. Данные сведем в таблицу 1.

Пример расчета (РУ – ТП 481):

Экономически целесообразное сечение определяем из выражения:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (1.6)$$

где: I_p – расчётный ток на один кабель, А;

$j_{\text{эк}}$ – значение экономической плотности тока, А/мм².

Для высоковольтных кабелей с алюминиевыми жилами с бумажно-пропитанной изоляцией принимаем $j_{\text{эк}}=1,4 \text{ А/мм}^2$ [табл. 3.16, 13].

Расчетный ток кабельной линии, с учетом потерь в трансформаторе:

$$\frac{n \cdot S_{\text{тр.ном.}} + n \cdot \Delta S_{\text{тр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{2 \cdot 630 + 2 \cdot 52,02}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 39,38 \text{ А}$$

Площадь сечения жил кабеля по экономической плотности тока:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{39,38}{1,4} = 28,13 \text{ мм}^2$$

Так как линия только одна, то проверка сечения на нагрев послеаварийным током не проводится.

Проверка кабеля по потере напряжения:

$$\Delta U = 10^{-3} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (1.7)$$

где I - ток нагрузки, А;

φ - угол нагрузки, град;

r_0, x_0 - погонные активное и реактивное сопротивления;

l - длина проводника.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot 40 \cdot 39,38 \cdot (0,167 \cdot 0,7 + 0,073 \cdot 0,71) = 0,461 \text{ В}$$

Потери в процентах к номинальному напряжению:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{\text{ном}}} = \frac{0,461 \cdot 100\%}{10000} = 0,005\% < 5\%$$

Сечение проходит проверку по потерям напряжения.

Из полученных расчетов видно, что кабели проходят проверку по всем пунктам, но их сечения явно завышены, что говорит о необходимости замены имеющихся кабелей на кабели с меньшим сечением.

Таблица 1 – Расчетные данные схемы до реконструкции

Назначение	Марка и сечение питающих линий	длина, м	Кол-во линий	расчетная нагрузка на один провод		допустимая нагрузка на одну линию		Fэк, мм²	R0, Ом/км	X0, Ом/км	cosφ	sinφ	ΔU, В	ΔU %
				IpТП, А	Ip/a, А	Iдоп, А	1,3Iдоп,							
РУ-ТП 481	АСБ(3х185)	40	1	39,38		310	403	28,13	0,167	0,073	0,7	0,71	0,461	0,005
ТП 481-ТП 459	ААБ(3х240)	20	1	39,38		355	461,5	28,13	0,129	0,075	0,7	0,71	0,196	0,002
	ААБ(3х240)	6	1	39,38		355	461,5	28,13	0,129	0,075	0,7	0,71	0,059	0,001
	АСБ(3х185)	100	1	39,38		310	403	28,13	0,167	0,073	0,7	0,71	1,153	0,012
	АСБ(3х185)	4	1	39,38		310	403	28,13	0,167	0,073	0,7	0,71	0,046	0,000
	АСБ(3х185)	35	1	39,38		310	403	28,13	0,167	0,073	0,7	0,71	0,404	0,004
	АСБ(3х185)	100	1	39,38		310	403	28,13	0,167	0,073	0,7	0,71	1,153	0,012
	АСБ(3х185)	150	1	39,38		310	403	28,13	0,167	0,073	0,7	0,71	1,729	0,017
	АСБ(3х185)	90	1	39,38		310	403	28,13	0,167	0,073	0,7	0,71	1,038	0,010
	АСБ(3х185)	95	1	39,38		310	403	28,13	0,167	0,073	0,7	0,71	1,095	0,011
	ААБ(3х120)	120	1	39,38		240	312	28,13	0,258	0,081	0,7	0,71	1,952	0,020
ТП 459-ТП 457	ААШв(3х120)	105	1	39,38		240	312	28,13	0,258	0,081	0,7	0,71	1,708	0,017
	ААБ(3х120)	55	1	39,38		240	312	28,13	0,258	0,081	0,7	0,71	0,895	0,009
	ААШв(3х120)	55	1	39,38		240	312	28,13	0,258	0,081	0,7	0,71	0,895	0,009
	ААБ(3х120)	75	1	39,38		240	312	28,13	0,258	0,081	0,7	0,71	1,218	0,012
	ААБ(3х120)	105	2	10	20	240	312	7,14	0,258	0,081	0,7	0,71	0,433	0,004

Капитальные вложения

Стоимость 1 км линии при прокладке в траншее без стоимости строительства траншей для линии АСБ (3х185) = 5,9 тыс. руб. [табл. П9, 8]

Капитальные вложения для линии (РУ – ТП 481):

$$K_{кл} = l \cdot 5,9 = 0,04 \cdot 5,9 = 0,236 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные расходы

- Амортизационные отчисления:

На линии:

$$N_a \cdot K_{кл} = 0,043 \cdot 0,236 = 0,0101 \text{ тыс. руб.}$$

- На содержание и текущий ремонт:

На линии:

$$N_p \cdot K_{кл} = 0,023 \cdot 0,236 = 0,0054 \text{ тыс. руб.}$$

- Согласно (1.4) стоимость потерь в линиях составляют:

$$C_{ном} = 0,04 \cdot 0,031 \cdot 1^2 \cdot 5000 \cdot 0,04 = 0,0249 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta P_{уд} = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot 39,38^2 \cdot 0,0067 = 0,031 \text{ кВт}$$

$$R = R_0 \cdot l = 0,167 \cdot 0,04 = 0,0067 \text{ Ом,}$$

- Общие отчисления согласно (1.3)

$$C_g = 0,0101 + 0,0054 + 0,0249 = 0,0264 \text{ тыс. руб.}$$

- Приведенные затраты для участка линии составляют:

$$З_I = 0,125 \cdot 0,236 + 0,0264 = 0,294 \text{ тыс. руб.}$$

- Перейдем к ценам 2016 года:

$$З'_I = 1,5 \cdot 44,5 \cdot 0,294 = 19,6 \text{ тыс.руб.}$$

Полученные расчеты для остальных линий сведены в таблицу 1.2

Таблица 2 – Капитальные вложения для схемы до реконструкции

Назначение	Марка и сечение питающих линий	длина, м	Стоимость 1 км линии, тыс. руб. при прокладке в траншее(1984г)	Кап влож К _{кл}	Амортизация Сам кл	Ремонт Ср кл	кзагр	Р _{уд,кВт}	С _{пот}	С _э	З ₁ , тыс.руб	З' ₁ , тыс. руб
РУ-ТП 481	АСБ(3х185)	40	5,9	0,236	0,010	0,0054	1,00	0,031	0,249	0,264	0,294	19,60
ТП 481-ТП 459	ААБ(3х240)	20	5,2	0,104	0,004	0,0024	1,00	0,012	0,048	0,055	0,068	4,53
	ААБ(3х240)	6	5,2	0,031	0,001	0,0007	1,00	0,004	0,004	0,006	0,010	0,69
	АСБ(3х185)	100	5,9	0,590	0,025	0,0136	1,00	0,078	1,554	1,593	1,667	111,24
	АСБ(3х185)	4	5,9	0,024	0,001	0,0005	1,00	0,003	0,002	0,004	0,007	0,47
	АСБ(3х185)	35	5,9	0,207	0,009	0,0047	1,00	0,027	0,190	0,204	0,230	15,34
	АСБ(3х185)	100	5,9	0,590	0,025	0,0136	1,00	0,078	1,554	1,593	1,667	111,24
	АСБ(3х185)	150	5,9	0,885	0,038	0,0204	1,00	0,117	3,496	3,555	3,665	244,66
	АСБ(3х185)	90	5,9	0,531	0,023	0,0122	1,00	0,070	1,259	1,294	1,360	90,78
	АСБ(3х185)	95	5,9	0,561	0,024	0,0129	1,00	0,074	1,402	1,439	1,509	100,75
	ААБ(3х120)	120	3,37	0,404	0,017	0,0093	1,00	0,144	3,457	3,484	3,534	235,90
ТП 459-ТП 457	ААШв(3х120)	105	3,08	0,323	0,014	0,0074	1,00	0,126	2,647	2,668	2,708	180,79
	ААБ(3х120)	55	3,37	0,185	0,008	0,0043	1,00	0,066	0,726	0,738	0,762	50,84
	ААШв(3х120)	55	3,08	0,169	0,007	0,0039	1,00	0,066	0,726	0,737	0,759	50,63
	ААБ(3х120)	75	3,37	0,253	0,011	0,0058	1,00	0,090	1,350	1,367	1,399	93,36
	ААБ(3х120)	105	3,37	0,354	0,015	0,0081	1,00	0,008	0,171	0,194	0,238	15,90
Итого												1326,73

2.2 Расчет схемы после реконструкции

Выбор сечения кабельных линий производится по экономической плотности тока. Выбранные сечения проверяются по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме. Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного сечения.

Расчётным током линии является их номинальный ток, независимо от фактической загрузки. Расчетные данные заносим в таблицу 3.

Пример расчета (ТП 457 – ТП 351):

Принимаем $j_{\text{эк}}=1,7 \text{ А/мм}^2$ для высоковольтных кабелей с СПЭ изоляцией [табл. 3.16, 13].

Расчетный ток кабельной линии, с учетом потерь в трансформаторе:

$$I_p = \frac{n \cdot S_{\text{тр.ном.}} + n \cdot \Delta S_{\text{тр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 160 + 2 \cdot 13,12}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 10 \text{ А};$$

Площадь сечения жил кабеля по экономической плотности тока по 1.6:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{10}{1,7} = 7,14 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартное значение, применяемое для высоковольтных кабелей с СПЭ изоляцией: $S = 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дон}} = 185 \text{ А}$.

Для одножильных кабелей допустимые токи рассчитаны при прокладке их треугольником – вплотную.

Таблица 3 – Расчетные данные схемы после реконструкции

Назначение	длина, м	Кол-во линий	расчетная нагрузка на один провод		допустимая нагрузка на одну линию		Fэк, мм²	R0, Ом /км	X0, Ом /км	cosφ	sinφ	ΔU, В	ΔU %
			IpТП, А	Ip/a, А	Iдоп, А	1,3Iдо п, А							
РУ-ТП 481	40	1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	1,472	0,015
ТП 481-ТП 459	600	1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	22,075	0,221
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
ТП 459-ТП 457	410	1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	15,084	0,151
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
		1	39,38		225	292,5	23,16	0,641	0,127	0,7	0,71	0,000	0,000
ТП 457-ТП 351	105	2	10	20	225	292,5	5,88	0,641	0,127	0,7	0,71	0,980	0,010

Проверка выбранного сечения на допустимый нагрев в нормальном режиме и в послеаварийном режиме:

$$I_{don} \geq \frac{I_{p.л.1}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3},$$

$$k_{пер} \cdot I_{don} \geq \frac{I_{n/ав}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3}$$

где: $k_{пер}=1,3$ – кратность перегрузки;

k_1, k_2, k_3 – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды, влияние рядом проложенных кабельных линий, фактическое удельное тепловое удельное сопротивление земли. Принимаем данные коэффициенты, равными 1.

$$I_{don} = 185 A \geq I_p = 10 A$$

$$k_{пер} \cdot I_{don} = 1,3 \cdot 185 = 240,5 A \geq I_{n/ав} = 20 A$$

Выбранное сечение проходит проверку.

Проверка кабеля по потере напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot l \cdot I_p \cdot (\cos \phi \cdot r_0 + \sin \phi \cdot x_0) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot 0,105 \cdot 10 \cdot (0,7 \cdot 0,641 + 0,71 \cdot 0,127) = 0,98 V,$$

Потери в процентах к номинальному напряжению:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{ном}} = \frac{0,98 \cdot 100\%}{10000} = 0,01\% < 5\%$$

Сечение проходит проверку по потерям напряжения.

По таблице 2.12 [13] выбираем наиболее подходящую марку кабеля. Заменяем два трехжильных кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией на один одножильный кабель марки АПвП (1х50), с номинальным сечением 50 мм², номинальное напряжение 10 кВ. При этом учитываем, что для обеспечения надежности потребуется дополнительный выключатель (рис. 14)

Выключатель выбираем по номинальному току.

Выключатель типа ВВЭ-10-31,5/630 УЗ

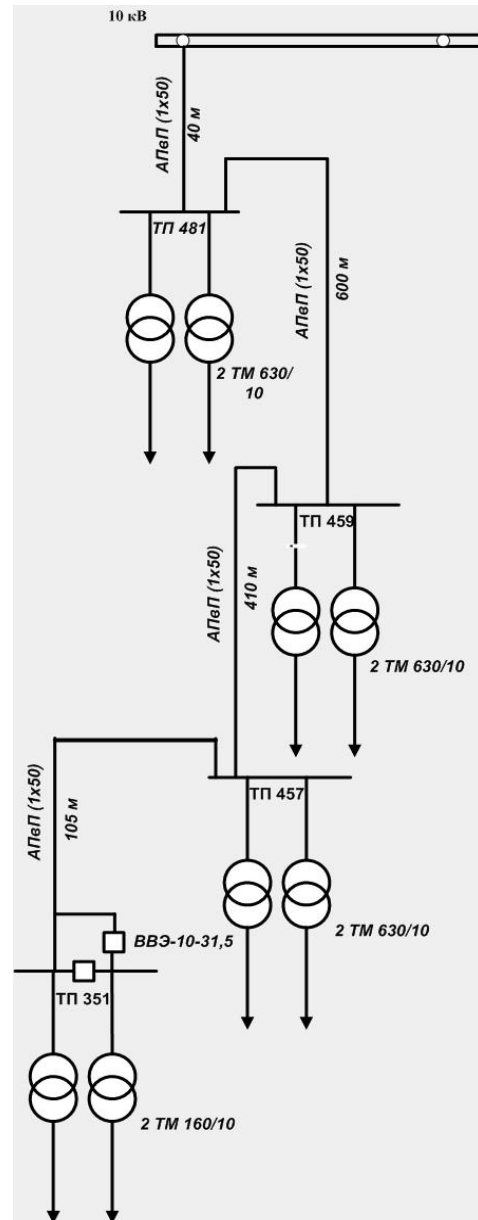
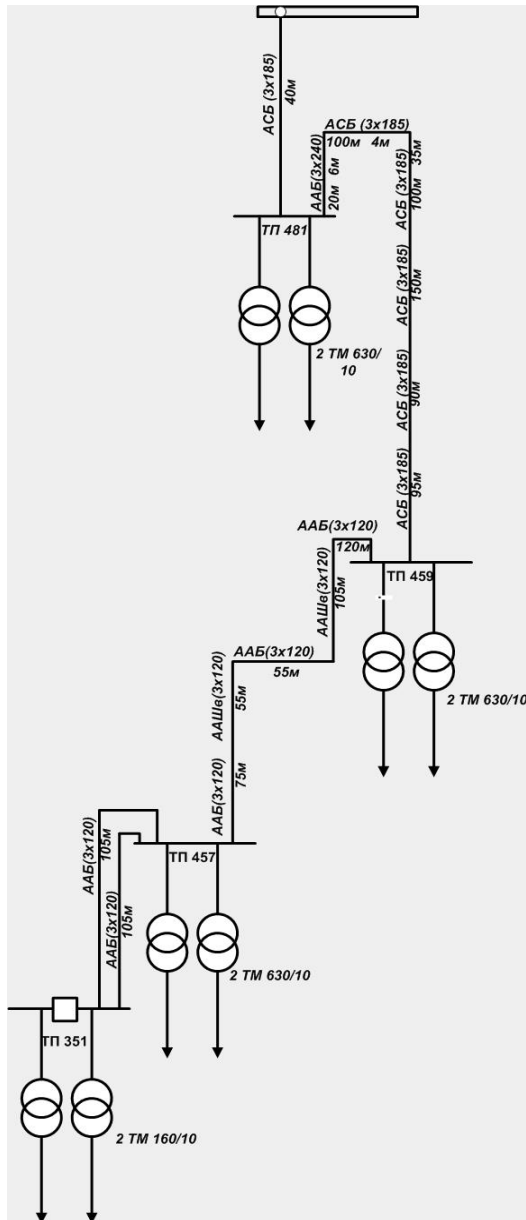


Рисунок 14 – Часть схемы электроснабжения (слева – до замены кабеля, справа – после)

$$I_{ном.обм} = \frac{S_{ном.тр.}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ A},$$

$$I_{н/а} = 2I_{ном.обм} = 2 \cdot 36,37 = 72,74 \text{ A}.$$

$$I_{ном.обм} \leq I_n, \quad 36,37 \text{ A} < 630 \text{ A} ;$$

$$I_{н/а} \leq I_n, \quad 72,74 \text{ A} < 630 \text{ A} ;$$

по электродинамической стойкости при токах К2:

$$I_{n.o.} \leq I_{ном.откл}, \quad 3,21 \text{кА} < 20 \text{кА} ;$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad 8,16 < 52 \text{кА} ;$$

по отключающей способности:

Здесь и далее, учитывая, что расчет ведется для шин системы бесконечной мощности и неизменного напряжения, принимаем, $I_{n.o.} = I_{n.t}$

$$I_{n.o.} \leq I_{ном.откл}, \quad 3,21 \text{кА} < 20 \text{кА} ;$$

по термической стойкости:

$$B_{\kappa} = I_{n.o.}^2 (\tau + T_a) = 3,21^2 \cdot (0,025 + 0,05) = 0,77 \text{кА}^2 \text{с} ;$$

$$B_{\kappa} \leq I_T^2 t_T, \quad 0,77 \text{кА}^2 \text{с} < 1200 \text{кА}^2 \text{с} .$$

Произведенные проверки показали, что вакуумный выключатель марки ВВЭ-10-31,5/630У2 подходит для установки на стороне 10 кВ.

Капитальные вложения

- Капитальные вложения для КЛ:

Стоимость 1 км линии при прокладке в траншее без стоимости строительства траншей для линии АПвП (1х50) = 5,17 тыс. руб. [табл. П9, 8]

Капитальные вложения для линии (ТП 457 – ТП 351):

$$K_{нов} = l \cdot 5,17 = 0,105 \cdot 5,17 = 0,543 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения для демонтажа (в стоимость включена стоимость рытья и засыпки траншей механизированным способом):

$$K_{дем} = l \cdot 1,12 = 0,105 \cdot 1,12 = 0,118 \text{ тыс. руб.}$$

- Капитальные вложения для выключателя:

Стоимость выключателя ВВЭ-10-31,5/630 УЗ:

$$Ц_{\kappa} = 4,78 \text{ тыс. руб [8]}$$

Общая стоимость капвложений для линии (ТП 457 – ТП 351):

$$K = K_{нов} + K_{дем} + Ц_{\kappa} = 0,543 + 0,118 + 4,78 = 5,44 \text{ тыс.руб}$$

Эксплуатационные расходы

- Амортизационные отчисления:

На линии:

$$N_a \cdot K_{нов} = 0,053 \cdot 0,543 = 0,029 \text{ тыс. руб.}$$

На ячейки с выключателями:

$$N_a \cdot C_{\varepsilon} = 0,067 \cdot 4,78 = 0,321 \text{ тыс. руб.}$$

- На содержание и текущий ремонт:

На линии:

$$N_p \cdot K_{нов} = 0,023 \cdot 0,543 = 0,0125 \text{ тыс. руб.}$$

На ячейки с выключателями:

$$N_p \cdot C_{\varepsilon} = 0,059 \cdot 4,78 = 0,282 \text{ тыс. руб.}$$

- Согласно (1.4) стоимость потерь в линиях составляют:

$$C_{ном} = 0,105 \cdot 0,0201 \cdot 1^2 \cdot 5000 \cdot 0,04 = 0,422 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta P_{y\partial} = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot 10^2 \cdot 0,0067 = 0,0201 \text{ кВт}$$

$$R = R_0 \cdot l = 0,641 \cdot 0,105 = 0,0067 \text{ Ом,}$$

- Общие отчисления согласно (1.3)

$$C_9 = (0,035 + 0,321) + (0,0125 + 0,282) + 0,422 = 1,075 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты для второго варианта составляют (участок схемы ТП 457 – ТП 351):

$$Z_2 = 0,125 \cdot 5,44 + 1,073 = 1,755 \text{ тыс. руб.}$$

- Перейдем к ценам 2016 года:

$$Z'_2 = 1,5 \cdot 44,5 \cdot 0,294 = 19,6 \text{ тыс.руб.}$$

Для наглядности полученные расчеты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Капитальные вложения для схемы после реконструкции

Назначение	Марка и сечение питающих линий	длина, м	Стоимость 1 км линии, тыс. руб. при прокладке в траншее	Кап влож К _{кл}	Кап влож К _{дем}	Кап влож Цв	Суммарные Кап влож К	Амортизация Сам кл	Амортизация Сам в	Ремонт Ср кл	Ремонт Ср в	Руд, кВт	Спот	Сэ	32, тыс.руб	3'2, тыс.руб
РУ-ТП 481	АПвП(1х50)	40	5,17	0,207	0,045		0,252	0,011		0,0048		0,031	0,249	0,265	0,297	19,7936
ТП 481-ТП 459	АПвП(1х50)	600	5,17	3,102	0,672		3,774	0,164		0,0713		0,031	3,740	3,976	4,448	296,904
ТП 459-ТП 457	АПвП(1х50)	410	5,17	2,120	0,459		2,579	0,112		0,0488		0,031	2,542	2,703	3,025	201,949
ТП 457-ТП 351	АПвП(1х50)	105	5,17	0,543	0,118	4,780	5,440	0,029	0,330	0,0125	0,2820	0,020	0,422	1,075	1,755	117,163
Итого																635,81

Вывод: Если сравнивать лишь капитальные затраты, то преимущества кабелей из сшитого полиэтилена перед кабелями с бумажной изоляцией не очевидны. Совсем иная картина получится, если учесть технические характеристики этих кабелей. Они таковы, что позволяют не только снизить затраты на эксплуатацию, но и критически взглянуть на традиционно применяемые схемы электроснабжения потребителей, пойти на определенное упрощение схем, что значительно повысит эффективность применения кабелей из сшитого полиэтилена.

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ПС 35/10 КВ Г. ТОМСКА

За прошедшие 15 лет в г.Томске наблюдалось увеличение электрической нагрузки. За этот период также наблюдалось увеличение протяженности линий электропередач. Стоит отметить, что если раньше преобладали воздушные линии, то сейчас предпочтение отдается кабельным линиям 10 кВ.

Такое изменение электросетей определялось развитием города, динамика численности которого составила с 501 784 человек в 2008 году до 564 843 человек в 2015 г. В ближайшие 15 лет ожидается прирост населения, и численность населения составит уже 737,8 тыс. человек, вследствие этого расширится и жилой фонд. Следовательно, увеличатся электрические нагрузки. Надежность электроснабжения при этом является основным фактором опережающего развития сетей.

Основы развития, которое обеспечивает надежность электроснабжения, заключаются в реконструкции существующих объектов с использованием современного оборудования, а также современных технических решений.

Под реконструкцией действующих сетей понимается преобразование параметров электрических сетей, при этом частично или полностью сохраняется строительная часть объектов. Это делается, чтобы повысить пропускную способность сетей, качество электроэнергии, а также надежность электроснабжения. К реконструкции относятся следующие работы: замена кабельных линий, переход электрических сетей на другое номинальное напряжение, установка новых трансформаторов, а также устройств автоматизации в сетях и др.

Рассматриваемый в данной работе участок электросети обслуживается ООО «Горсети» г. Томск, которое несет ответственность за передачу, распределение и эксплуатацию электрических сетей напряжением 10, 6, 0,4

кВ. Потребителями электроэнергии от городских электрических сетей являются промышленные предприятия, жилые дома, объекты социально-культурного назначения города, коммерческие организации, которые относятся к потребителям первой, второй категории [10].

Рассматриваемая схема является лучевой смешанной с использованием распределительных пунктов, которые подключаются двумя независимыми линиями 10 кВ. В данной схеме ТП имеют, в основном, два трансформатора 10/0,4 кВ и РУ 10 кВ. Это позволяет ликвидировать нештатные ситуации, производя нужные оперативные переключения. При этом выполняется ограниченное резервирование ПС и РП.

Таким образом, становится очевидным то, что выбор режима заземления нейтрали оказывает влияние на множество технических решений, необходимых при дальнейшей реконструкции ПС.

Технико-экономические расчеты позволяют обосновать те или иные технические решения.

Согласно ПУЭ [7], к использованию в России в сетях 6 – 35 кВ разрешены следующие способы заземления нейтрали:

1. Изолированная (незаземленная) нейтраль;
2. Заземленная нейтраль через дугогасящий реактор;
3. Заземленная нейтраль через резистор (высокоомный или низкоомный).

Кроме того, не исключается и режим смешанного заземления нейтрали с помощью параллельного включения ДГР и резистора.

3.1 Заземленная нейтраль с помощью дугогасящего реактора

Как показала практика, изолированная нейтраль при однофазных замыканиях на землю опасна возникновением перенапряжения на здоровых фазах, при этом в некоторых случаях наблюдалось трехкратное увеличение номинального напряжения. Данное обстоятельство очень часто приводит к пробое изоляции кабелей здоровых фаз, что в свою очередь, является причиной возникновения сложных видов коротких замыканий. Исходя из

этого, проектирование новых ПС уже не предусматривает использование этого режима нейтрали. Для того, чтобы отыскать оптимальный способ заземления нейтрали распределительной сети 10 кВ нужно определить:

1. Тип сети 10 кВ. В рассматриваемой схеме – выполнена кабельными линиями с СПЭ-изоляцией. Таким образом, зная особенности типа сети, построим таблицу 5 для дальнейшего выбора режима нейтрали.

Выбор режима заземления нейтрали сети 6-10 кВ должен осуществляться исходя из следующих условий:

Таблица 5 – Возможные режимы нейтрали для данного типа сети

Тип электрической сети	U _{ном}	Суммарный емкостной ток	Режим нейтрали
Кабельные сети с СПЭ изоляцией	6–35 кВ	До 10 А	Изолированная нейтраль
			Заземление с помощью резистора
		Более 10 А	Заземление с помощью ДГР
			Смешанное заземление

2. Значения суммарного емкостного тока секций РУ НН 10 кВ.

Формула приближенного расчета емкостного тока для КЛ-10 кВ:

$$I_c^{кл} = \frac{U_{ном.с} \cdot L_{кл}}{K}, \quad (1.8)$$

где $U_{ном.с}$ = 10 кВ, $L_{кл}$ – длины кабельной линии, $K= 10$ – поправочный коэффициент для кабелей с БПИ, $K= 5$ – поправочный коэффициент для кабелей из СПЭ-изоляции.

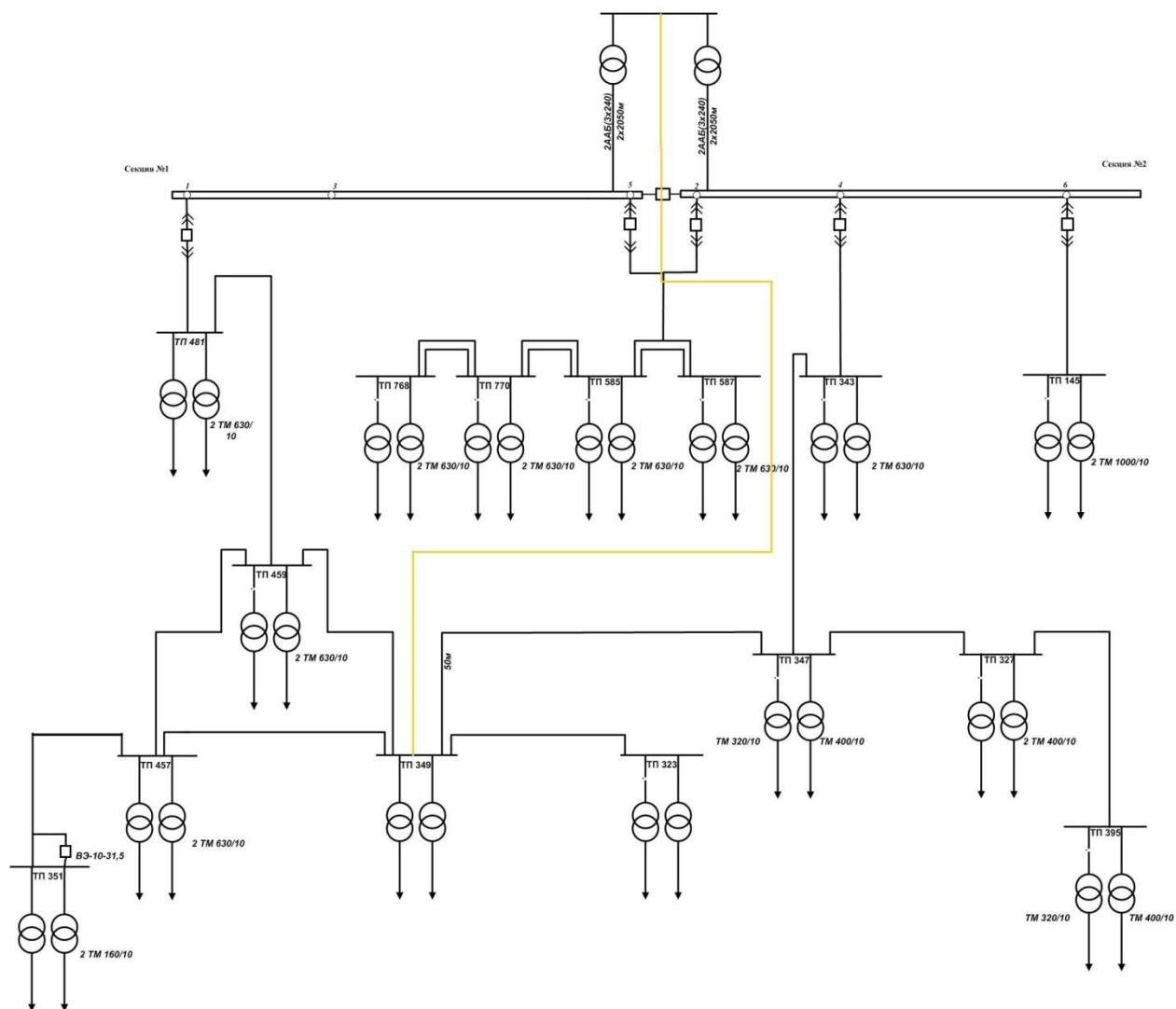


Рисунок 15 – Схема для расчета емкостных токов

Таблица 6 – Суммарные емкостные токи до реконструкции

Ячейка 10 кВ	Емкостной ток секции	Режим нейтрали
Секция №1	3,89 А	Изолированная
Секция №2	1,87 А	Изолированная

Из формулы 1.8 видно, что коэффициенты для кабелей с БПИ и кабелей с СПЭ изоляцией отличаются в два раза. Тогда, при условии полной замены кабелей, можно воспользоваться поправочным коэффициентом

$K=1,8$ и тогда можно получить данные емкостных токов после реконструкции (таблица 7).

Таблица 7 – Суммарные емкостные токи после реконструкции

Ячейка 10 кВ	Емкостной ток секции	Режим нейтрали
Секция №1	7,78 А	Изолированная
Секция №2	3,74 А	Изолированная

Вывод: После полной реконструкции суммарные емкостные токи превышают 10 А. Исходя из этого и учитывая наличие КЛ было принято решение о заземлении нейтрали через ДГР.

Выбор ДГР

Для рассматриваемой схемы и учитывая рекомендации по имеющимся результатам исследований, был выбран дугогасящий реактор плунжерного типа с плавным регулированием тока компенсации ASR (Чехия). Реакторы данного производителя хорошо себя зарекомендовали при эксплуатации распределительных сетей в России.

Принято решение выбрать комбинированный ДГР (совмещенный с трансформатором для подключения ДГР) типа ASRC, который производится чешской компанией “EGE”.



Рисунок 16 – Внешний вид реактора

Особенности данного типа ДГР:

- Емкостной ток определяется автоматически;
- наличие цифровых регуляторов REG-DPA, которые высокочувствительны по напряжению в диапазоне от 0,1 до 120 В. Данный регулятор удобен и прост в эксплуатации (показывает значения емкостного тока сети; активной составляющей в токе замыкания; на дисплей выводится резонансная кривая; следит за изменением значения емкостного тока сети).

ДГР типа ASRC имеет три обмотки:

- Главная обмотка, изготавливаемая в зависимости от номинального напряжения сети, мощности реактора и временем работы сети в режиме замыкания.
- Измерительная обмотка ($U_{2.изм}=100\text{ В}$; $I_{2.изм}=3\text{ А}$) производит автоматическое управление реактора и измеряет величину напряжения на нейтрали U_0 .
- Специальная обмотка ($U_{спец} = 500\text{ В}$; $Q_{спец} = 0,1 \cdot Q_p$ в течение 90 сек) необходима в том случае, если требуется на короткий промежуток времени подключить шунтирующий резистор,

который создает активную составляющую в токе на поврежденном присоединении.

Расчет мощности реактора.

При выборе мощности ДГР, который будет устанавливаться на секции №1 (см. рис. 15), необходимо иметь в виду, что суммарный емкостной ток будет равен емкостному току каждой из двух систем шин, то есть в том случае, если один из двух силовых трансформаторов выйдет из строя и секционные выключатели замкнуты.

Мощность реактора вычисляется по формуле:

$$Q_p = 1,25 \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \cdot I_{\Sigma} \quad (1.9)$$

где 1,25 – коэффициент с учетом развития сети 10 кВ; $\frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}$ – фазное напряжение сети 10 кВ; I_{Σ} – суммарный емкостной ток.

Находим суммарный емкостной ток:

$$I_{\Sigma} = I_{сек1} + I_{сек2} = 7,78 + 3,74 = 11,52 \text{ А}$$

Находим мощность реактора:

$$Q_p = 1,25 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} \cdot 11,52 = 83,09 \text{ кВА}$$

Согласно [15] выбираем ДГР мощностью $Q_p = 100 \text{ кВА}$.

Мощность трансформатора подключения:

$$S_{тр} = 1,15 \cdot S_{ном\ p} = 1,15 \cdot 100 = 115 \text{ кВА}$$

Принимаем $S_{тр} = 160 \text{ кВА}$

Схема подключения компенсирующих аппаратов и вспомогательного оборудования представлена на рисунке 17.

Таблица 8 – Характеристики ДГР

Тип ДГР	ASRC
Номинальная мощность	100 кВА
Номинальное напряжение сети	10 кВ
Диапазон изменения тока компенсации	2 – 17 А
Цифровой регулятор реактора	REG-DPA
Номинальная мощность трансформатора	160 кВА

Измерительный трансформатор тока позволяет измерять ток, который протекает через ДГР. Место размещения – заземляемый вывод главной обмотки, подключается к проходным изоляторам на крышке бака. Необходимые параметры трансформатора тока в данной сети:

- номинальный ток 5 А
- класс точности 0,5
- мощность 30 ВА

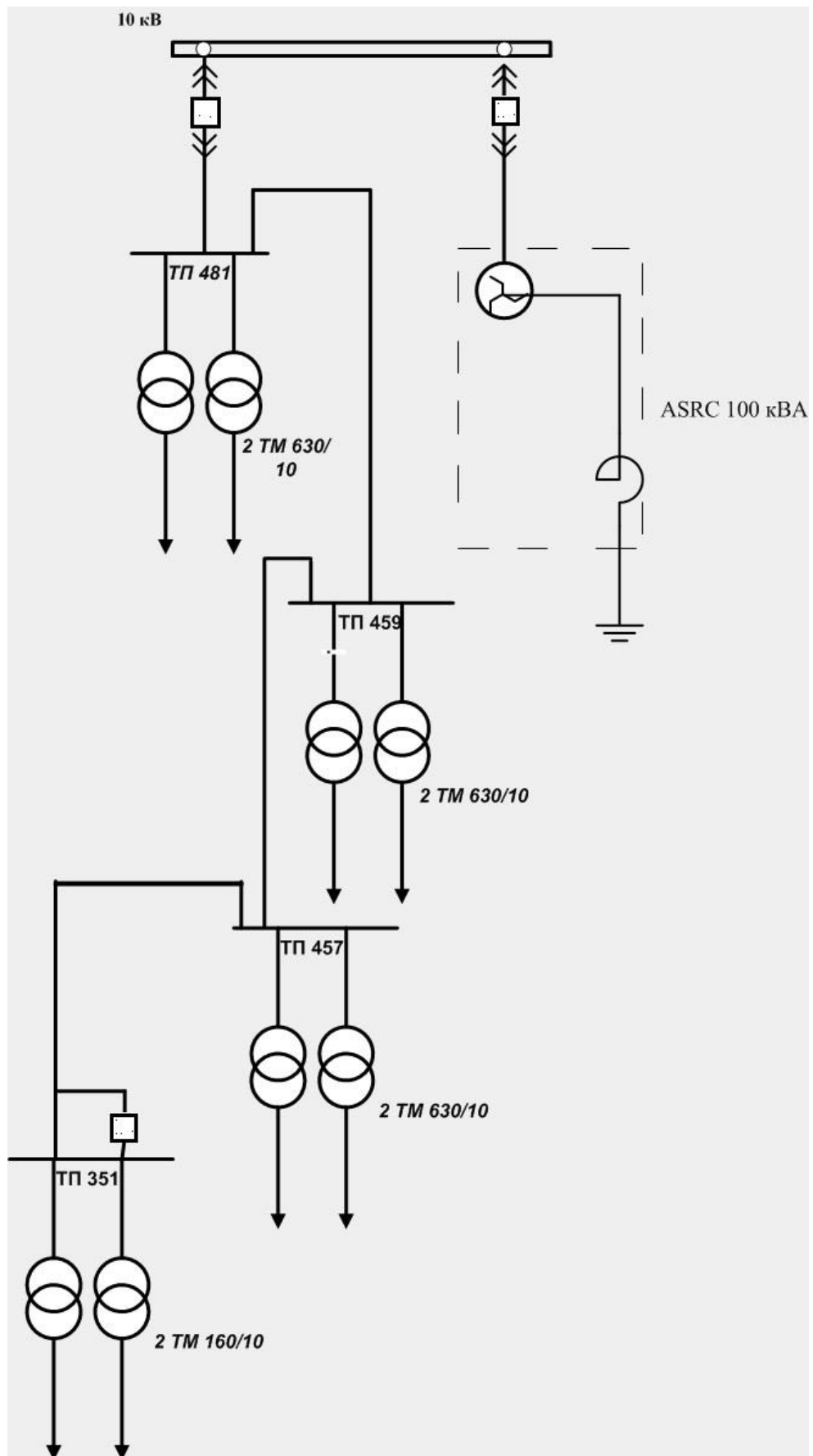


Рисунок 17 – Схема присоединения дугогасящего реактора

3.2 Заземленная нейтраль с помощью низкоомного резистора

Если рассматривать необходимость продления срока эксплуатации данной сети с новыми СПЭ-кабелями главным критерием для выбора режима заземления нейтрали, то стоит отметить, что в рассматриваемой схеме при ОЗЗ перенапряжения могут достигать $(3,0-3,2) U_{фmax}$, а при достаточно хорошей компенсации емкостного тока в сети при установке ДГР не превысят $(2,3-2,5) U_{фmax}$. Но эти условия недопустимы для изоляции из сшитого полиэтилена, которая не самовосстанавливается. Здесь скорость роста триингов напрямую определяется характером воздействующих перенапряжений. Как показывает анализ свойств сшитого полиэтилена, он в отличие от бумажно-масляной изоляции более чувствителен к воздействию высокочастотных перенапряжений. Высокочастотные внутренние перенапряжения опасны для СПЭ кабелей. Ремонт кабельной линии при ее повреждении занимает от одного до нескольких дней. Для рассматриваемой схемы дело может усложнить продолжительная и холодная зима. Электроприемники 1, 2 категории будут работать с нарушением нормальной схемы электроснабжения, так как одно из двух независимых питаний будет нарушено. При отключении второго источника питания по любой причине (неисправность оборудования, стихийное бедствие или ошибки персонала, например, повреждение КЛ при производстве земляных работ, что далеко не редкость) эти потребители будут обесточены, что приведет к неблагоприятным последствиям.

Соответственно, необходимо подавить высокочастотные перенапряжения и максимально ограничить время воздействия напряжения промышленной частоты на СПЭ-изоляцию соответственно в переходном и установившемся режимах замыкания на землю. Этого можно добиться при переходе к низкоомному резистивному заземлению нейтрали. При этом виде заземления, когда есть возможно включить резервное питание, поврежденный кабель почти что сразу же отключается.

За счет небольшого номинала резистора, происходит существенное снижение перенапряжений и точно определяется поврежденный фидер с его последующим отключением. Как следствие, срок эксплуатации СПЭ-кабелей в сети с низкоомным заземлением нейтрали может быть значительно увеличен.

Учитывая это, а также принимая во внимание положительный опыт использования заземляющих резисторов в ряде сетей 20 кВ “Мосэнерго”, в данной работе считается целесообразным рассмотреть альтернативный режим заземления нейтрали – заземление через низкоомный резистор.

Выбор низкоомного резистора. Низкоомное резистивное заземление нейтрали сети можно осуществить, присоединив специальный трансформатор заземления нейтрали со схемой соединения обмоток Y/Δ. Подключение резистора осуществляется между контуром заземления и нулевой точкой обмотки ВН.

Активное сопротивление резистора R_p , как его основной параметр, выбирается из условия снижения перенапряжений и в дальнейшем корректируется, если того требует правильная работа релейной защиты и исходя из условий электробезопасности.

Заземление нейтрали через низкоомный резистор выполняется в сетях с любым значением емкостного тока, но при этом активный ток I_R , который создается резистором, должен быть больше емкостного тока сети:

$$I_R > I_C$$

Обычно, активный ток резистора больше емкостного тока сети не менее чем в 2 раза:

$$I_R > 2I_C \quad (1.10)$$

Принято, что активный ток низкоомного резистора лежит в пределах:

$$I_R = 20 - 2000 \text{ А} \quad (1.11)$$

Исходя из (1.10) получаем:

$$I_R > 2 \cdot 11,52 \text{ А}, \quad I_R > 23,04 \text{ А}$$

Пользуясь (1.11) получаем:

$$I_R = 25 \text{ A},$$

тогда номинал резистора:

$$R = \frac{U_\phi}{I_R} = \frac{10^3}{25 \cdot \sqrt{3}} = 23 \text{ Ом}$$

Выбираем резистор NERC-200-10 производства чешской компании «EGE» с номинальным сопротивлением $R=29 \text{ Ом}$.

Формула для выбор трансформатора вывода нейтральной точки:

$$S_{тр} = I_R \cdot U_{ном} = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформатор масляный заземляющий нулевой последовательности серии TEGE 250/10.

Таблица 9 – Характеристики выбранного резистора

Тип устройства резистивного заземления	Номинальное сопротивление, Ом	Номинальное напряжение сети, кВ	Номинальный ток резистора, А	Допустимое время протекания номинального тока, с
NERC-200-10	29	10	200	10

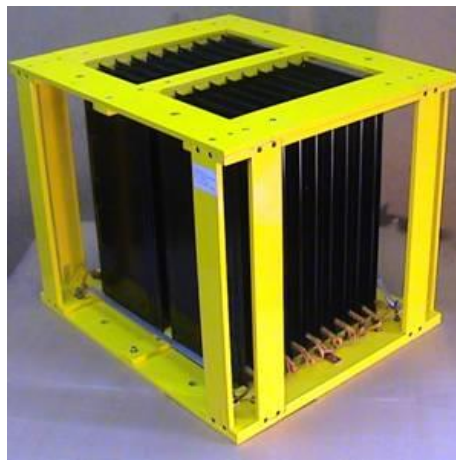


Рисунок 18 – Внешний вид низкоомного резистора

Что касается электробезопасности, то нужно сказать о том, что в сети, состоящей только из КЛ, ток замыкания на землю по земле не растекается, а протекает в основном по металлическим оболочкам и экранам кабелей, замыкаясь через емкости “оболочка – здоровые фазы”. Несущественные доли тока через землю создают незначительные напряжения прикосновения, не превышающие, как правило, нескольких вольт. В соответствии с [16]

напряжение тока промышленной частоты 2 В не ощущается человеком и допустимо при длительном прикосновении, а напряжение ниже 20 В не вызывает судорог и допустимо при кратковременном прикосновении.

Но, так же как и у заземления через ДГР, есть и недостатки низкоомного заземления нейтрали:

1. Возможность увеличения объема повреждений электрооборудования при ОЗЗ из-за увеличения тока ОЗЗ;
2. Ограничение на развитие сети, так как резистор рассчитан только на определенный ток ОЗЗ;
3. Резистор не способен долго работать в режиме ОЗЗ.

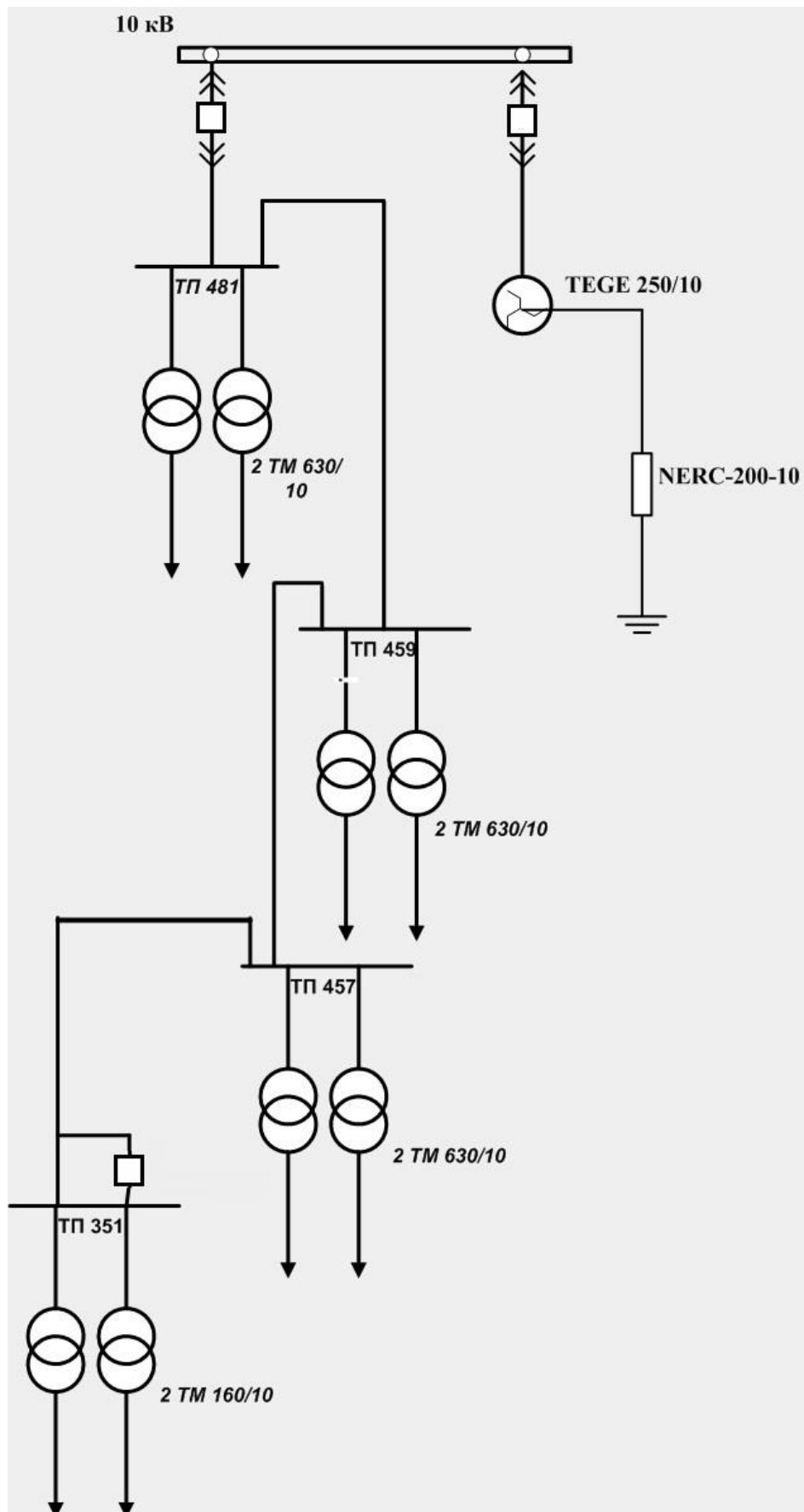


Рисунок 19 – Схема присоединения резистора

3.3 Комбинированное заземление нейтрали

Так как рассмотренные выше режимы заземления имеют ряд недостатков, было принято решение рассмотреть комбинированное заземление нейтрали. Такой вид заземления имеет явное преимущество как перед чисто резонансным, так и резистивным заземлением нейтрали. Правильный выбор резистора и точная настройка ДГР на резонансный режим компенсации емкостных токов замыкания на землю позволяет ограничиваться безопасными для электрооборудования перенапряжениями в сети на уровне $(1,8-2,0)U_{\phi}$, т.е. практически линейным напряжением сети и создают условия для надежного дугогашения, исключая перемежающиеся дуговые замыкания и многоместные повреждения линий. Бесспорное достоинство такого режима нейтрали заключается также в возможности реализации селективных защит от ОЗЗ.

Стоит отметить, что в выбранном мною ранее реакторе ASRC уже встроена специальная обмотка, которая применяется для кратковременного включения шунтирующего резистора.

Выбираем резистор с автоматическим переключением контроллера и параметрами:

Таблица 10

Номинальный ток резистора	10 А
Тип шунтирующего резистора	SR 500V

При комбинированном заземлении нейтрали логика работы ДГР и резистора следующая. В нормальном режиме сети дугогасящий реактор настроен в резонанс, резистор в это время отключен. На начальном этапе однофазного замыкания возникают повторные зажигания дуги из-за ее неустойчивости. При этом реактор выступает в качестве дугогасящего устройства, что позволяет не отключать поврежденный участок.

Если наблюдается переход замыкания в устойчивое, то подключается шунтирующий резистор на 1 – 3 секунды. От цифрового регулятора

реактора поступает команда на включение шунтирующего резистора, подключаемого ко вторичной обмотке реактора. Резистор включается на 1 – 3 секунды и за это время в поврежденном фидере создается активный ток $3I_0$, величина которого зависит от выбранного сопротивления резистора. Как правило, созданного тока хватает для того, чтобы селективно сработала даже обычная токовая защита.

В обычном неаварийном режиме работы сети шунтирующий резистор находится в отключенном состоянии и не может влиять на настройку компенсации. Подключение резистора необходимо на время, которое требуется для того, чтобы сработали защиты от замыканий на землю. Термическая стойкость резистора составляет 6 – 60 секунд. Резистор может подключаться при устойчивом замыкании, а также с выдержкой времени после того, как произошло перемежающее замыкание. При условии, что с течением выдержки времени замыкание не перешло в устойчивое, то при включении в схему резистора активная составляющая тока увеличивается в поврежденном месте, что способствует переходу замыкания в устойчивое. В том случае, если замыкание устранилось самостоятельно, при этом прошло менее 5 с, резистор не включается и сеть работает в нормальном режиме.

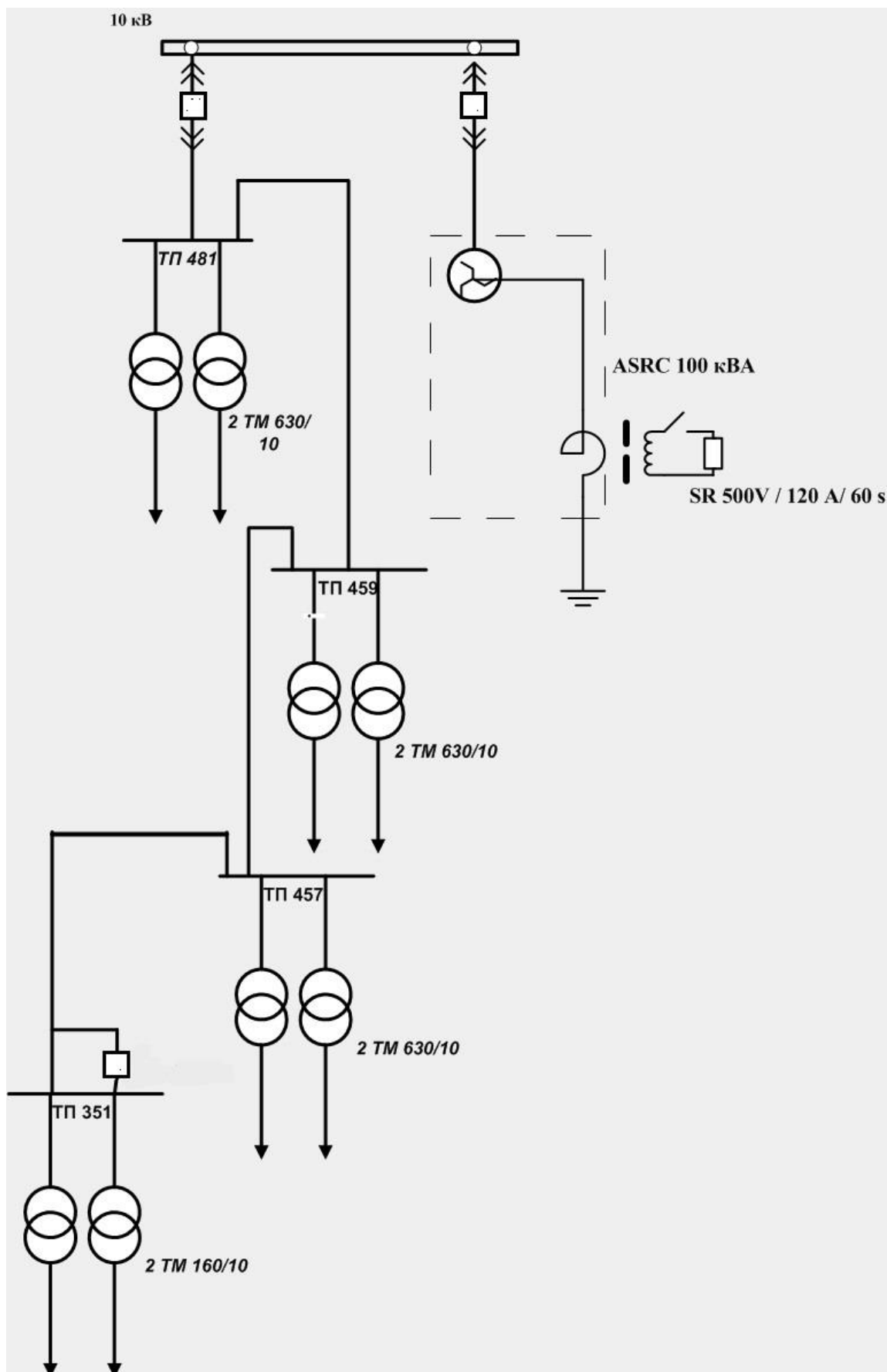


Рисунок 20 – Схема присоединения ДГР и низкоомного резистора

3.4 Экономический расчет вариантов схемных решений

Капитальные вложения объекта определяются по формуле:

$$K = C + M + H$$

где C – цена оборудования, руб.;

M – расходы на монтаж, руб.;

H – накладные расходы, руб.

Монтажные работы составляют 20% от общей цены за оборудование, накладные расходы составляют 10%.

Состав капитальных затрат на включение дугогасящего реактора в нейтрали сетей 6–35 кВ:

- приобретение реактора серии ASRC мощностью 100 кВА, трансформаторов тока для нейтрали;
- монтаж ячейки с трансформатором для подключения реактора

Таблица 11 – Расчёт капитальных вложений для режима с ДГР

Наименование	Кол-во	Стоимость, руб.
Реактор ASRC 100 кВА (вместе с ТДГР)	1	3 378 930
Трансформатор тока 1ф 4000/5А 30ВА Leg 412154	3	14733
Итого	3 393 663	
Монтажные работы	678 732,6	
Накладные расходы	339 366,3	
Всего	4 411 761,9	

Состав капитальных затрат на включение резистора в нейтрали сетей 6–35 кВ:

- приобретение резистора, специального трансформатора для его включения, трансформаторов тока для нейтрали;
- монтаж ячейки с трансформатором для подключения резистора

Таблица 12 – Расчёт капитальных вложений с низкоомным заземлением

Наименование	Кол-во	Стоимость, руб.
Низкоомный резистор	2	663 000
Трансформатор серии TEGE	2	216 219,432
Трансформатор тока 1ф 4000/5А 30ВА Leg 412154	3	14733
Итого		893 952, 43
Монтажные работы		178 790,49
Накладные расходы		89 395,24
Всего		1 162 138,16

Затраты для комбинированного заземления нейтрали будет таким же как и для режима с ДГР плюс приобретение низкоомного резистора 500 В.

Таблица 13 – Расчёт капитальных вложений для режима с ДГР

Наименование	Кол-во	Стоимость, руб.
Реактор ASRC 100 кВА (вместе с ТДГР)	1	4 378 930
SR 500V	1	39 000
Трансформатор тока 1ф 4000/5А 30ВА Leg 412154	3	14733
Итого		4 432 663
Монтажные работы		886 532,6
Накладные расходы		443 266,3
Всего		5 762 461,9

Вывод: Исходя из сравнения схемных решений, в настоящей работе было отдано предпочтение комбинированному заземлению нейтрали.

3.5 Релейная защита от замыканий на землю

Современное состояние устройств РЗА в данной электросети характеризуется значительной степенью физического и морального износа находящегося в эксплуатации оборудования. Более 94 % устройств РЗА выполнено на электромеханической элементной базе. Исходя из этого в работе рассматривается построение релейной защиты на цифровых терминалах SEPAM.

Селективная защита от замыканий на землю реализуется с применением простых токовых защит в случае режима заземления нейтрали через дугогасящий реактор с шунтирующим низковольтным резистором. Так как ток в поврежденном месте невелик (характерно для данного заземления нейтрали) и его немедленное отключение не требуется, то защиты от замыканий на землю действуют на сигнал. При этом действия персонала

должны быть направлены на немедленное определение присоединения с ОЗЗ.

Суммарный емкостной тока присоединения определяет рабочую уставку простых токовых защит от замыканий на землю по току $3I_0$. Современные цифровые защиты с фильтрацией входного сигнала имеют уставку на уровне 1,5 собственных емкостных тока присоединения. Уставка по времени защит от замыканий на землю при действии на сигнал может приниматься 0 – 0,5 сек в зависимости от необходимости отстройки от переходных процессов [17].

Максимальная токовая защита

По рекомендации автора [17] для выбранного заземления нейтрали была выбрана максимальная токовая защита на землю (ANSI 50/51G).

Максимальная токовая на землю (ANSI 50/51G) – это защита от замыкания на землю кабелей и оборудования. Обнаружение токов замыкания на землю осуществляется с помощью специального ТТ нулевой последовательности.

Принято решение выполнять данную защиту на цифровых терминалах SEPAM. При этом в цепь резистора устанавливается трансформатор тока CSH 200 (производство Шнейдер Электрик).

Достоинства микропроцессорных терминалов SEPAM: ввод уставок очень прост и удобен, осуществление работы в составе АСУ, диагностика состояния выключателя, возможность осциллографирования аварийных процессов, выбор любой времятоковой характеристики, “записанной” в памяти токового модуля.

Выбираем SEPAM серии 10N из семейства. Краткая характеристика: представляет собой реле защиты, предназначенные для защиты и эксплуатации подстанций среднего/низкого напряжения и электрических распределительных сетей. Устройство предназначено для защиты от замыканий на землю.



Рисунок 21 – внешний вид Sepam серии 10N

Значение суммы емкостных токов неповрежденных присоединений в сумме с активным током позволяет обеспечить более быстрое срабатывание SEPAM именно в поврежденном месте, чем на любом из неповрежденных присоединений, чем и обеспечивается селективность защиты.

Ток уставки защиты $I_{c.з.}$ можно найти из выражения:

$$I_{c.з.} = K_n \cdot K_s \cdot I_{cn}$$

где I_{cn} – первичный емкостный ток нулевой последовательности, протекающий по рассматриваемому присоединению при ОЗЗ на данном присоединении, А; K_n – коэффициент надежности, равный 1,2; K_s – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока при дуговых перенапряжениях, который принимается равным: для цифровых терминалов – 2.

$$I_{c.з.} = 1,2 \cdot 2 \cdot 2,657 = 6,37 \text{ А}$$

Введение выдержки времени МТЗ позволяет замедлить действие защиты для того, чтобы обеспечить селективность действия защиты следующей линии по отношению к защитах предыдущей линии. С этой целью время срабатывания защиты последующего элемента должно выбираться большим, чем у защит предыдущего элемента:

$$t_{c.з.посл} = t_{c.з.пред} + \Delta t$$

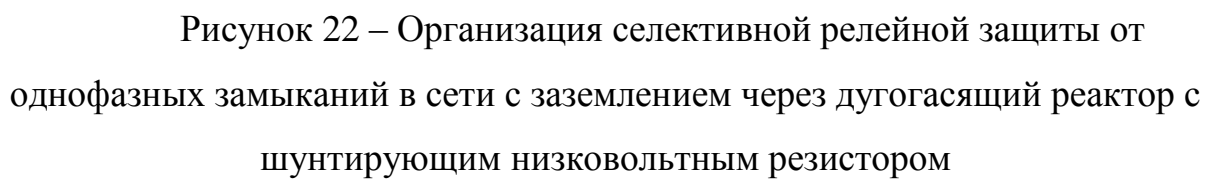
В этом случае гарантируется обеспечение селективного отключения в первую очередь ближайшего к месту КЗ выключателя. Следовательно, удастся предотвратить излишние отключения неповрежденных элементов. Величину Δt называют ступенью селективности или ступенью времени.

Значение данной величины следует выбирать исходя из времени, которое требуется для отключения выключателей и из того, насколько точно работают защитные устройства. Для защит SEPAM величина Δt устанавливается в зависимости от того, насколько точно сработала предыдущая защита. Для терминалов SEPAM селективность защиты по времени определяется с помощью выражения:

$$\Delta t = t_{откл} + t_{возвр} + t_{погр1} + t_{погр2} + t_{зан}$$

где: $t_{откл}$ – время отключения выключателя (при отсутствии данных принимают $t_{откл}=0,06$ с); $t_{возвр}$ – время возврата защиты. Для реле SEPAM $t_{возвр}=0,05$ с; $t_{погр1}$ – погрешность срабатывания по времени для предыдущей защиты, $t_{погр2}$ – погрешность срабатывания по времени для последующей защиты; $t_{зан}$ – время запаса надежности срабатывания реле ($t_{зан}=0,1$ с). Погрешность срабатывания цифровых реле серии SEPAM по времени не превышает 2 % от значения уставки, но не больше значения 25 мс. С учетом вышеизложенного ступень селективности по времени для терминалов SEPAM составляет 0,3 с.

На рисунке 22 показана схема работы данной защиты при КЗ на ПС-351.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе произведена реконструкция линии 10 кВ участка сети г. Томска, произведены расчеты и приведены обоснования по замене кабельных линий; рассмотрены разные варианты режима заземления нейтрали сетей 6 – 35кВ, произведены технико-экономические сравнения по этим вариантам; рассмотрена схема селективной работы максимальных токовых защит для определенного вида заземления нейтрали.

Технико-экономическое сравнение показало, что в данной конкретной сети наиболее надежный способ – применение ДГР с шунтирующим низковольтным резистором. Но способ заземления нейтрали должен определяться из условий работы каждой отдельной сети.

Показано, что из возможных защит при однофазном замыкании на землю при применении ДГР с шунтирующим низковольтным резистором подходят МТЗ с действием на отключение, также рассмотрены особенности их применения.

Список использованных источников

1. ГОСТ 24291-90 "Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения"
2. Электронный ресурс:
http://www.znaytovar.ru/gost/Metodicheskie_rekome.html
МДС 30-1.99 Методические рекомендации по разработке схем зонирования территории городов
3. Электронный ресурс: <http://www.energocon.com/>
4. ПУЭ, седьмое издание
5. ВСН 97-83 Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей. Источник:
http://www.znaytovar.ru/gost/2/VSN_9783_Instrukciya_po_proekt.htm
6. Изделия кабельные - термины и определения - ГОСТ 15845-80
7. Соловьев А.Л., Шабад М.А. "Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ" / Учебное пособие. – Санкт-Петербург: Политехника, 2007. – 175 с.
8. Федоров А.А., Каменева В.В. "Основы электроснабжения промышленных предприятий" / Учебник для ВУЗов. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 472с.
9. Климова Г.Н., Кабышев А.В. "Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий" / Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 185 с.
10. Электронный ресурс: <http://www.infostroy.ru/pir/indexes/>
11. Козлов В.Л. "Электроснабжение городов". – Ленинград: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1988. – 264 с
12. Электронный ресурс: <http://leg.co.ua/info/spravka/elektricheskaya-nagruzka-i-rashod-elektroenergii-v-gorodah.html>
13. Кабышев А.В., Обухов С.Г. "Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по

электрооборудованию”/Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2005. – 168 с

14. Электронный ресурс: <http://gorsetitomsk.ru/>

15. Электронный ресурс: <http://energan.ru/>

16. ГОСТ 12.1.038-82 Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов // Система стандартов безопасности труда. Часть 3. М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. С. 237–243.

17. Титенков С.С. “Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю” // Новости ЭлектроТехники. № 5(23) 2003 г.

18. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

19. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

20. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

21. Гигиенические требования к электронно-вычислительным машинам и организации работы. Санитарные правила и нормы 2.2.2 2.4.1340 – 03. – М., 2003

22. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

1. Electrical ground

In electrical engineering, ground or earth is the reference point in an electrical circuit from which voltages are measured, a common return path for electric current, or a direct physical connection to the Earth. In electrical power distribution systems, a protective ground conductor is an essential part of the safety Earthing system.

Electrical circuits may be connected to ground (earth) for several reasons. In mains powered equipment, exposed metal parts are connected to ground to prevent user contact with dangerous voltage when electrical insulation fails. Connection to ground also limits the build-up of static electricity when handling flammable products or electrostatic-sensitive devices. In some telegraph and power transmission circuits, the earth itself can be used as one conductor of the circuit, saving the cost of installing a separate return conductor.

For measurement purposes, the Earth serves as a (reasonably) constant potential reference against which other potentials can be measured. An electrical ground system should have an appropriate current-carrying capability to serve as an adequate zero-voltage reference level. In electronic circuit theory, a "ground" is usually idealized as an infinite source or sink for charge, which can absorb an unlimited amount of current without changing its potential. Where a real ground connection has a significant resistance, the approximation of zero potential is no longer valid. Stray voltages or earth potential rise effects will occur, which may create noise in signals or if large enough will produce an electric shock hazard.

The use of the term ground (or earth) is so common in electrical and electronics applications that circuits in portable electronic devices such as cell phones and media players as well as circuits in vehicles may be spoken of as having a "ground" connection without any actual connection to the Earth, despite "common" being a more appropriate term for such a connection. This is usually a large conductor

attached to one side of the power supply (such as the "ground plane" on a printed circuit board) which serves as the common return path for current from many different components in the circuit.

1.1 Building wiring installations

Electrical power distribution systems are often connected to ground to limit the voltage that can appear on distribution circuits. A distribution system insulated from ground may attain a high potential due to transient voltages caused by arcing, static electricity, or accidental contact with higher potential circuits. A ground connection of the system dissipates such potentials and limits the rise in voltage of the grounded system.

In a mains electricity (AC power) wiring installation, the term ground conductor typically refers to three different conductors or conductor systems as listed below.

Equipment earthing conductors provide an electrical connection between non-current-carrying metallic parts of equipment and the earth. The equipment earthing conductor is usually also used as the equipment bonding conductor.

Equipment bonding conductors provide a low impedance path between non-current-carrying metallic parts of equipment and one of the conductors of that electrical system's source, so that if a part becomes energized for any reason, such as a frayed or damaged conductor, a short circuit will occur and operate a circuit breaker or fuse to disconnect the faulted circuit. The earth itself has no role in this fault-clearing process [3] since current must return to its source; however, the sources are very frequently connected to earth [4]. By bonding all exposed non-current carrying metal objects together, they should remain near the same potential thus reducing the chance of a shock. This is especially important in bathrooms where one may be in contact with several different metallic systems such as supply and drain pipes and appliance frames. The equipment bonding conductor is usually also used as the equipment earthing conductor.

A grounding electrode conductor connects one leg of an electrical system to one or more earth electrodes. This is called "system grounding" and most systems are required to be grounded. The grounding electrode conductor connects the leg of the electrical system that is the "neutral wire" to the grounding electrode [6]. The grounding electrode conductor is also usually bonded to pipework and structural steel in larger structures. According to the NEC, the purpose of earthing an electrical system is to limit the voltage to earth imposed by lightning events and contact with higher voltage lines, and also to stabilize the voltage to earth during normal operation. In the past, water supply pipes were often used as grounding electrodes, but this was banned where plastic pipes are popular. This type of ground applies to radio antennas and to lightning protection systems.

Permanently installed electrical equipment usually also has permanently connected grounding conductors. Portable electrical devices with metal cases may have them connected to earth ground by a pin in the interconnecting plug. The size of power ground conductors is usually regulated by local or national wiring regulations.

1.2 Earthing systems

In electricity supply systems, an earthing (grounding) system defines the electrical potential of the conductors relative to that of the Earth's conductive surface. The choice of earthing system has implications for the safety and electromagnetic compatibility of the power supply. Regulations for earthing systems vary considerably between different countries.

A functional earth connection serves a purpose other than providing protection against electrical shock. In contrast to a protective earth connection, a functional earth connection may carry a current during the normal operation of a device. Functional earth connections may be required by devices such as surge suppression and electromagnetic-compatibility filters, some types of antennas and various measurement instruments. Generally the protective earth is also used as a functional earth, though this requires care in some situations.

1.3 Impedance grounding

Distribution power systems may be solidly grounded, with one circuit conductor directly connected to an earth grounding electrode system. Alternatively, some amount of electrical impedance may be connected between the distribution system and ground, to limit the current that can flow to earth. The impedance may be a resistor, or an inductor. In a high-impedance grounded system, the fault current is limited to a few amperes; a low-impedance grounded system will permit several hundred amperes to flow on a fault. A large solidly-grounded distribution system may have thousands of amperes of ground fault current.

In a polyphase AC system, an artificial neutral grounding system may be used. Although no phase conductor is directly connected to ground, a specially constructed transformer (a "zig zag" transformer) blocks the power frequency current from flowing to earth, but allows any leakage or transient current to flow to ground.

Low-resistance grounding systems use neutral grounding resistors to limit the fault current to 25 A or greater. Low resistance grounding systems will have a time rating that indicates how long the resistor can carry the fault current before overheating. A ground fault protection relay must trip the breaker to protect the circuit before overheating of the resistor occurs.

High-resistance grounding systems use to limit the fault current to 25 A or less. They have a continuous rating, and are designed to operate with a single-ground fault. This means that the system will not immediately trip on the first ground fault. If a second ground fault occurs, a ground fault protection relay must trip the breaker to protect the circuit. On an HRG system, a sensing resistor is used to continuously monitor system continuity. If an open-circuit is detected, the monitoring device will sense voltage through the sensing resistor and trip the breaker. Without a sensing resistor, the system could continue to operate without ground protection (since an open circuit condition would mask the ground fault) and transient overvoltages could occur [6].

1.4 Power transmission

In single-wire earth return AC electrical distribution systems, costs are saved by using just a single high voltage conductor for the power grid, while routing the AC return current through the earth. This system is mostly used in rural areas where large earth currents will not otherwise cause hazards.

Some high-voltage direct-current (HVDC) power transmission systems use the ground as second conductor. This is especially common in schemes with submarine cables, as sea water is a good conductor. Buried grounding electrodes are used to make the connection to the earth. The site of these electrodes must be chosen carefully to prevent electrochemical corrosion on underground structures.

A particular concern in design of electrical substations is earth potential rise. When very large fault currents are injected into the earth, the area around the point of injection may rise to a high potential with respect to distant points. This is due to the limited finite conductivity of the layers of soil in the earth. The gradient of the voltage (changing voltage within a distance) may be so high that two points on the ground may be at significantly different potentials, creating a hazard to anyone standing on the ground in the area. Pipes, rails, or communication wires entering a substation may see different ground potentials inside and outside the substation, creating a dangerous touch voltage.

1.5 Circuit ground versus earth

Voltage is measured on an interval scale, which means that only differences can be measured. To measure the voltage of a single point, a reference point must be selected to measure against. This common reference point is called "ground" and considered to have zero voltage. This signal ground may or may not be connected to a power ground. A system where the system ground is not connected to another circuit or to earth is often referred to as floating or double-insulated.

1.6 Functional grounds

Some devices require a connection to the mass of earth to function correctly, as distinct from any purely protective role. Such a connection is known as a functional earth- for example some long wavelength antenna structures require a functional earth connection, which generally should not be indiscriminately connected to the supply protective earth, as the introduction of transmitted radio frequencies into the electrical distribution network is both illegal and potentially dangerous. Because of this separation, a purely functional ground should not normally be relied upon to perform a protective function. To avoid accidents, such functional grounds are normally wired in white or cream cable, not green or green.

1. 7 Separating low signal ground from a noisy ground

In installations where signal quality is critical, a special signal ground known as a "technical ground" is often installed, to prevent ground loops. This is basically the same thing as an AC power ground, but no general appliance ground wires are allowed any connection to it, as they may carry electrical interference. For example, only audio equipment is connected to the technical ground in a recording studio [8]. In most cases, the studio's metal equipment racks are all joined together with heavy copper cable and similar connections are made to the technical ground. Great care is taken that no general chassis grounded appliances are placed on the racks, as a single AC ground connection to the technical ground will destroy its effectiveness. For particularly demanding applications, the main technical ground may consist of a heavy copper pipe, if necessary fitted by drilling through several concrete floors, such that all technical grounds may be connected by the shortest possible path to a grounding rod in the basement.

1.8 Lightning protection systems

Busbar is used for ground conductors in high-current circuits.

Lightning protection systems are designed to mitigate the effects of lightning through connection to extensive grounding systems that provide a large surface area

connection to earth. The large areas required to dissipate the high current of a lightning strike without damaging the system conductors by excess heat. Since lightning strikes are pulses of energy with very high frequency components, grounding systems for lightning protection tend to use short straight runs of conductors to reduce the self-inductance and skin effect.

1.9 Bonding

Strictly speaking, the terms grounding or earthing are meant to refer to an electrical connection to ground/earth. Bonding is the practice of intentionally electrically connecting metallic items not designed to carry electricity. This brings all the bonded items to the same electrical potential as a protection from electrical shock. The bonded items can then be connected to ground to bring them to earth potential [9].

1.10 Isolation

Isolation is a mechanism that defeats grounding. It is frequently used with low-power consumer devices, and when electronics engineers, hobbyists, or repairmen are working on circuits that would normally be operated using the power line voltage. Isolation can be accomplished simply by placing a "1:1 wire ratio" transformer with an equal number of turns between the device and the regular power service, but applies to any type of transformer using two or more coils electrically insulated from each other.

For an isolated device, touching single powered conductor does not cause a severe shock, because there is no path back to the other conductor through the ground. However, shocks and electrocution may still occur if both poles of the transformer are contacted by bare skin. Previously it was suggested that repairmen "work with one hand behind their back" to avoid touching two parts of the device under test at the same time, thereby preventing a circuit from crossing through the chest and interrupting cardiac rhythms/ causing cardiac arrest.

Generally every AC powerline transformer acts as an isolation transformer and every step up or down has the potential to form an isolated circuit. However, this isolation would prevent failed devices from blowing fuses when shorted to their ground conductor. The isolation that could be created by each transformer is defeated by always having one leg of the transformers grounded, on both sides of the input and output transformer coils. Power lines also typically ground one specific wire at every pole, to ensure current equalization from pole to pole if a short to ground is occurring.

In the past, grounded appliances have been designed with internal isolation to a degree that allowed the simple disconnection of ground by cheap plugs without apparent problem (a dangerous practice, since the safety of the resulting floating equipment relies on the insulation in its power transformer). Modern appliances however often include power entry modules which are designed with deliberate capacitive coupling between the AC power lines and chassis, to suppress electromagnetic interference. This results in a significant leakage current from the power lines to ground. If the ground is disconnected by a cheap plug or by accident, the resulting leakage current can cause mild shocks, even without any fault in the equipment [10]. Even small leakage currents are a significant concern in medical settings, as the accidental disconnection of ground can introduce these currents into sensitive parts of the human body. As a result, medical power supplies are designed to have low capacitance [11].

Class II appliances and power supplies do not provide any ground connection, and are designed to isolate the output from input. Safety is ensured by double-insulation, so that two failures of insulation are required to cause a shock.

1.11 Isolated ground

An isolated ground is a local ground connection used with a supply, one of the common earthing arrangements used with domestic mains supplies. The primary reason for the use of isolated grounds is to provide an isolated ground return, separate from the equipment grounding return. The circuit includes all of the metal

conduit, outlet boxes, and metal enclosures that contain the wiring and must be grounded to provide a safe return path in case of fault currents. The provides an insulated, separate ground path for the ground reference in electronic equipment, such as computers, hospital equipment, and audio equipment. IG does not break ground loops, which can damage equipment like computers, printers, etc. Interconnected computer equipment often benefits from single-point grounding. IG is only used with special equipment that require it. The IG is typically insulated and separate all the way back to the point of earth grounding rod out side of the building. The IG is NOT connected neutral or any other. Due to the installation of a separate, insulated conductor and the associated special outlets required, IG circuits are more expensive to install than standard power circuits.

Its main downside is that an insulated grounding connection has higher impedance than a non-isolated grounding connection, and no redundancy, so safety is reduced. Isolated ground receptacles are not allowed in patient care areas.

Until the 1950s, isolated ground domestic mains supplies tended to have no RCD or ELCB, and too high a ground impedance to blow a fuse if a live-to-earth fault occurred. This could leave metalwork in the house live. The use of RCDs (or formerly ELCBs) with such installs solved this problem. Such installs are called Earthed Equipotential Bonding and Automatic Disconnection.

An isolated ground, if installed correctly, can reduce some electrical noise [12]. However, complete power conditioning and protection usually requires additional devices such as a surge protector or an uninterruptible power supply [13] If the receptacle is not installed correctly, it can create a dangerous installation.

2. Earthing system

In supply systems of electricity, an earthing (grounding) system is a circuitry which connects the ground with parts of the electric circuit. In this way, it determines the electric potential of the conductors relative to the Earth's conductive surface. The magnitude and distribution of short circuit currents, and the effects it creates on

equipment and people depend on the choice of earthing system. Also, it affects safety and electromagnetic compatibility power supply. If the electrical device is damaged and connects conductor to an exposed conductive surface, anyone touching it while electrically connected to the earth will complete a circuit back to the earthed supply conductor and receive an electric shock.

A protective earth (PE), known as an equipment grounding conductor, avoids this hazard by keeping the exposed conductive surfaces of a device at earth potential. To avoid possible voltage drop, no current is allowed to flow in this conductor under normal circumstances. In the event of a fault, current will flow that should trip or blow the fuse or circuit breaker protecting the circuit. A high impedance line-to-ground fault insufficient to trip the overcurrent protection may still trip a residual-current device (ground fault circuit interrupter or GFCI in North America) if one is present. This disconnection in the event of a dangerous condition before someone receives a shock, is a fundamental tenet of modern wiring practice and in many documents is referred to as automatic disconnection of supply (ADS). The alternative is defense in depth, where multiple independent failures must occur to expose a dangerous condition - reinforced or double insulation come into this latter category.

In contrast, a functional earth connection serves a purpose other than shock protection, and may carry power or signal current as part of normal operation. The most important example of a functional earth is the neutral in an electrical supply system. It is a current-carrying conductor connected to earth, often, but not always, at only one point to avoid flow of currents through the earth. The NEC calls it a ground ED supply conductor to distinguish it from the equipment ground ING conductor. Other examples of devices that use functional earth connections include surge suppressors and electromagnetic interference filters, certain antennas and measurement instruments. Great care must be taken when functional earths from different systems meet to avoid unwanted and possibly dangerous interactions, for example lightning conductors and telecom systems must

only be connected in a way that cannot cause the energy of the lightning strike to be redirected into the telephone network.

Regulations for earthing systems vary considerably among countries and among different parts of electric systems. Most low-voltage systems connect one supply conductor to the earth.

People use an earthing system mainly for these applications:

- To protect a structure from lightning strike, directing the lightning through the earthing system and into the ground rod rather than passing through the structure.
- Part of the safety system maintains electricity, preventing problems associated with floating ground.
- The most common ground plane for large monopole antenna and some other kinds of radio antenna.

Other, less common applications of earthing systems include:

- Single-wire earth return.
- One at each end of a ground dipole ELF antenna.

In high-voltage networks, which are far less accessible to the general public, the focus of earthing system design is less on safety and more on reliability of supply, reliability of protection, and impact on the equipment in presence of a short circuit. Only the magnitude of phase-to-ground short circuits, which are the most common, is significantly affected with the choice of earthing system, as the current path is mostly closed through the earth. Three-phase HV/MV power transformers, located in distribution substations, are the most common source of supply for distribution networks, and type of grounding of their neutral determines the earthing system.

There are five types of neutral earthing: [14]

- Solid-earthed neutral

- Unearthed neutral
- Resistance-earthed neutral
- Low-resistance earthing
- High-resistance earthing
- Reactance-earthed neutral
- Using earthing transformers (such as the Zigzag transformer)

Solid-earthed neutral

In solid or directly earthed neutral, transformer's starpoint is directly connected to the ground. In this solution, a low-impedance path is provided for the ground fault current to close and, as a result, their magnitudes are comparable with three-phase fault currents [14]. Since the neutral remains at the potential close to the ground, voltages in unaffected phases remain at levels similar to the pre-fault ones; for that reason, this system is regularly used in high-voltage transmission networks, where insulation costs are high [15].

Unearthed neutral

In unearthed, isolated or floating neutral system, as in the IT system, there is no direct connection of the starpoint (or any other point in the network) and the ground. As a result, ground fault currents have no path to be closed and thus have negligible magnitudes. However, in practice, the fault current will not be equal to zero: conductors in the circuit — particularly underground cables — have an inherent capacitance towards the earth, which provides a path of relatively high impedance [16].

Systems with isolated neutral may continue operation and provide uninterrupted supply even in presence of a ground fault [14]. However, while the fault is present, the potential of the other two phases relative to the ground reaches $\sqrt{3}$ of the normal operating voltage, creating additional stress for the insulation; insulation failures may inflict additional ground faults in the system, now with much higher currents [17].

Presence of uninterrupted ground fault may pose a significant safety risk: if the current exceeds 4–5 A an electric arc develops, which may be sustained even after the fault is cleared [18]. For that reason, they are chiefly limited to underground and submarine networks, and industrial applications, where the reliability need is high and probability of human contact relatively low. In urban distribution networks with multiple underground feeders, the capacitive current may reach several tens of amperes, posing significant risk for the equipment.

The benefit of low fault current and continued system operation thereafter is offset by inherent drawback that the fault location is hard to detect [17].

References

1. Jones, R. Victor Samuel Thomas von Sömmering's "Space Multiplexed" Electrochemical Telegraph (1808-10), Harvard University website. Attributed to "Semaphore to Satellite", International Telecommunication Union, Geneva 1965. Retrieved 2009-05-01
2. A. E. Loring The Electromagnetic Telegraph Lightning Source, 2009
3. Jensen Transformers. Bill Whitlock, 2005. Understanding, Finding, & Eliminating Ground Loops In Audio & Video Systems.
4. <http://infostore.saiglobal.com/store/details.aspx?ProductID=365692>
5. <http://www.mikeholt.com/mojonewsarchive/GB-HTML/HTML/NECArticle250Sections250.20-250.34~20020124.htm>
6. Beltz, R.; Cutler-Hammer, Atlanta, Georgia; Peacock, I.; Vilcheck, W. (2000). "Application Considerations for High Resistance Ground Retrofits in Pulp and Paper Mills". Pulp and Paper Industry Technical Conference, 2000.
7. Electrical and electronics diagrams, IEEE Std 315-1975, Section 3.9: Circuit return.
8. Swallow D 2011, Live Audio, The Art of Mixing, Chap 4. Power and Electricity
9. IEEE Std 1100-1992, IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment, Chapter 2: Definitions
10. http://news.cnet.com/8301-17938_105-9852716-1.html
11. <http://www.slpower.com/reference/An113%20Leakage%20Current.pdf>
12. Holt, Mike (1 October 2001), "The Basics of Isolated Grounding Receptacles"
13. Maxcy, Dan (6 January 2003), Isolated Ground Circuits (PDF)
14. Parmar, Jignesh, EEP - Electrical Engineering Portal

15. Guldbrand, Anna (2006), System earthing (PDF), Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University
16. Bandyopadhyay, M. N. (2006). "21. Neutral earthing". Electrical Power Systems: Theory and Practice. PHI Learning Pvt. Ltd. pp.
17. Fischer, Normann; Hou, Daqing (2006), Methods for detecting ground faults in medium-voltage distribution power systems, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.